

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC

**A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO  
ESTUDO ESPECÍFICO DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA  
ELÉTRICO – ONS**

EUNICE MARIA DOS SANTOS LEITE

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO  
ESTUDO ESPECÍFICO DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA  
ELÉTRICO – ONS

Monografia submetida ao Departamento de Ciências Econômicas para obtenção de carga horária na disciplina CNM 5420 – Monografia.

Por Eunice Maria dos Santos Leite

Orientador: Prof. Edvaldo Santana

Área de Pesquisa: Economia da Energia

Palavras – Chaves:

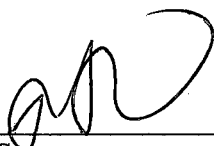
- 1 – Energia Elétrica
- 2 – Reestruturação
- 3 – Órgão regulador

Florianópolis, dezembro/1999


UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota .....7,5..... a aluna Eunice Maria dos Santos Leite, na disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.


Banca Examinadora:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Edvaldo Santana

Presidente

  
\_\_\_\_\_  
Prof. João Randolfo Pontes

Membro

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Fernando Seabra

Membro

## NOTA DE AGRADECIMENTO

Agradeço a minha mãe, irmãos e sobrinhos, o incentivo recebido e especialmente a meu espôso e meus filhos pelo apoio e compreensão a mim dedicados e pelas muitas horas em que tiveram que se privar de minha presença. Aos amigos o meu muito obrigada por me ajudarem a crer que seria possível conquistar este objetivo, mas o meu agradecimento, em especial, para aqueles amigos que contribuíram diretamente para que esta meta pudesse ser atingida.



## SUMÁRIO

LISTA DE ANEXOS	III
LISTA DE FIGURAS	IV
LISTA DE TABELAS	V
LISTAS DE SIGLAS E ABREVIATURAS	VI
RESUMO	VIII

### CAPÍTULO I

1. O PROBLEMA	
1.1 Introdução	10
1.2 Formulação da Situação-Problema	13
1.3 Objetivos	
1.3.1 Geral	14
1.3.2 Específicos	14
1.4 Metodologia	15
1.5 Estrutura do Trabalho	17

### CAPÍTULO II

2. A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	
2.1 Motivação para a reforma do setor	18
2.2 O setor elétrico antes da reforma	
2.2.1 A criação da Eletrobrás	22
2.2.2 A consolidação do sistema	24
2.2.3 Características gerais do setor elétrico brasileiro	31

### CAPÍTULO III

3. O MODELO REGULATÓRIO EM IMPLANTAÇÃO	
3.1 Considerações Gerais	34
3.2 A regulação proposta ao mercado	34
3.3 A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	41
3.4 Experiência em outros países	
3.4.1 A experiência na Inglaterra	43
3.4.2 A experiência nos Estados Unidos	44
3.4.3 A experiência na Colômbia	45

### CAPÍTULO IV

4. O ONS, ESTRUTURA E ATRIBUIÇÕES	
4.1 Estrutura do Operador Nacional do Sistema	47
4.2 Atribuições do ONS	50
4.2.1 Planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração	50
4.2.2 Supervisão e coordenação da operação dos sistemas eletroenergéticos	51
4.2.3 Contratação e administração dos serviços de transmissão, do acesso à rede e dos serviços ancilares	54
4.2.4 Definição de regras para a operação da rede básica de transmissão	56

4.3	A Regulamentação das relações entre os Agentes	56
4.4	A maximização dos benefícios eletroenergéticos do sistema	58
4.5	Reflexos gerais das funções do ONS	59

## CAPÍTULO V

5.	CONCLUSÃO	63
----	-----------	----

## CAPÍTULO VI

6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
----	----------------------------	----

**LISTA DE ANEXOS**

**ANEXO 1    Estrutura do ONS**

**ANEXO 2    Determinação da Tarifa “*spot*”**

**LISTA DE FIGURAS**

<b>FIGURA 3.1</b>	<b>Visão Geral do Processo de Planejamento da Expansão e Ampliações e Reforços</b>	<b>40</b>
-------------------	--	-----------

## LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1	Comparação do Crescimento Econômico Brasileiro em relação ao Consumo de Energia Elétrica no período 1971 a 1992	19
TABELA 2.2	Brasil Economia e Energia	21
TABELA 2.3	Evolução da Capacidade Instalada de Energia Elétrica por Categoria de Concessionário 1952 – 1962	23
TABELA 2.4	Privatizações do Setor Elétrico Brasileiro	30
TABELA 2.5	Dados sobre o Sistema Elétrico em 1998	33

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

<b>ABCE</b>	- Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica
<b>AEDENNE</b>	- Associação das Empresas de Distribuição de Energia das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste
<b>AMFORP</b>	- American Foreign Bond and Share Company
<b>ANEEL</b>	- Agência Nacional de Energia
<b>CAG</b>	- Controle Automático de Geração
<b>CCPE</b>	- Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
<b>CCON</b>	- Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste
<b>CEGB</b>	- <i>Central Electricity Generation Board</i>
<b>CEEE</b>	- Companhia Estadual de Energia Elétrica
<b>CEMIG</b>	- Companhia Energética de Minas Gerais
<b>CESP</b>	- Companhia Energética de São Paulo
<b>CHEVAP</b>	- Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba
<b>CHESF</b>	- Companhia Hidrelétrica do São Francisco S.A
<b>CNI</b>	- Confederação Nacional da Indústria
<b>CND</b>	- Centro Nacional de Despacho
<b>CNOS</b>	- Centro Nacional de Operação do Sistema
<b>COPEL</b>	- Companhia Paranaense de Energia S.A
<b>COSR-S</b>	- Centro Regional de Operação Sul
<b>COSR-SE</b>	- Centro Regional de Operação Sudeste
<b>COSR-NE</b>	- Centro Regional de Operação Nordeste
<b>COSR-N</b>	- Centro Regional de Operação Norte
<b>CCT</b>	- Contratos de Conexão do Sistema de Transmissão
<b>CPST</b>	- Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
<b>CUST</b>	- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
<b>DNAEE</b>	- Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
<b>ECT</b>	- Economia dos Custos de Transação
<b>ELETROBRÁS</b>	- Centrais Elétricas Brasileiras S.A
<b>ELETRONORTE</b>	- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A
<b>ELETROPAULO</b>	- Eletricidade de São Paulo S.A
<b>ELETROSUL</b>	- Empresa Transmissora de Energia Elétricas S.A

<b>ENSE</b>	- Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica
<b>ESCELSA</b>	- Espírito Santo Centrais Elétricas S.A
<b>FURNAS</b>	- Furnas Centrais Elétricas S.A
<b>GCOI</b>	- Grupo Operador para a Operação Interligada
<b>GCPS</b>	- Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
<b>ISA</b>	- <i>Interconexión Eléctrica S.A.</i>
<b>ISO</b>	- <i>Independent Power Producer</i>
<b>NGC</b>	- <i>National Grid Company</i>
<b>MAE</b>	- Mercado Atacadista de Energia
<b>MEM</b>	- <i>Mercado de Energia Mayorista</i>
<b>MME</b>	- Ministério de Minas e Energia
<b>MRE</b>	- Mecanismo de Realocação de Energia
<b>ONS</b>	- Operador Nacional do Sistema
<b>PIB</b>	- Produto Interno Bruto
<b>PNB</b>	- Produto Nacional Bruto
<b>PND</b>	- Programa Nacional de Desestatização
<b>PND</b>	- Plano Nacional de Desenvolvimento
<b>REVISE</b>	- Revisão Institucional do Setor Elétrico
<b>RGR</b>	- Reserva Global de Reversão
<b>SEST</b>	- Secretaria de Controle de Empresas Estatais
<b>SEPLAN</b>	- Secretaria de Planejamento da Presidência da República
<b>SIN</b>	- <i>Sistema Interconectado Nacional</i>
<b>SSC/GCOI</b>	- Secretaria de Supervisão e Controle do GCOI
<b>SINTREL</b>	- Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica

## RESUMO

A busca do entendimento de como o setor elétrico está constituído com a implantação da reforma proposta, foi o grande motivador para a realização deste trabalho que, pesquisou como ocorreu a consolidação do setor elétrico deste 1961, com a criação da Eletrobrás, e a transformação de setor privado para o setor público da economia, o que ocorreu com a estatização de empresas privadas. O setor se consolidou com a criação de empresas estaduais, regionais e federais.

Na década de 80 a crise econômica que atinge o país, dificulta a expansão do setor, não possibilitando que a oferta de energia elétrica cresça nos mesmos níveis que a demanda, tornando necessário a adequação do setor. Na busca de soluções, várias propostas de reforma foram estudadas e, em 1997 a empresa *Cooper & Lybrand* apresentou o relatório final que propunha a reestruturação do setor elétrico brasileiro, com base nas reformas já em andamento em países como a Inglaterra e Estados Unidos e dentro da realidade do sistema elétrico brasileiro, com predominância de geração hidráulica, em torno de 95% da capacidade instalada no país.

A reestruturação em implantação propõe a desverticalização de empresas com a separação dos ativos de geração e transmissão. Cria a agência reguladora e entre outros o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão que faz a interação entre os agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização o que, consiste em um grande número de instrumento contratuais, onde a economia dos custos de transação dá suporte à análise destas interações.



## **CAPÍTULO I**

# CAPÍTULO I

## 1. O PROBLEMA

### 1.1. Introdução

Em 1995 o MARE - Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado, aprovou o Plano Diretor da Reforma do Estado, propondo a transformação da Administração Burocrática em Administração Gerencial, com a redução do tamanho do Estado. Segundo Bresser Pereira (Revista ANPEC), a administração gerencial, sem ser ingênua, parte do pressuposto de que já chegamos a um nível cultural e político em que o patrimonialismo está condenado, que o burocratismo está condenado, e que é possível desenvolver estratégias administrativas baseadas na ampla delegação de autoridade e na cobrança, *a posteriori*, de resultados.

Um dos contornos da administração gerencial é a definição de objetivos a serem atingidos na forma de indicadores de desempenho, de preferência *quantitativos*, os quais constituirão o centro do contrato de gestão entre o ministro e o responsável pelo órgão que está sendo transformado em agência; controle por resultados, *a posteriori*, ao invés de controle rígido, passo a passo, dos processos administrativos.

Em decorrência do processo de transformação do Estado, indo ao encontro das exigências emanadas pelo processo de globalização e mais precisamente do Fundo Monetário Internacional, teve início a desestatização das empresas do setor elétrico, com capital Federal e Estadual. Várias empresas do setor foram desverticalizadas, os ativos de geração de energia elétrica, ou seja, as usinas produtoras de energia, estão sendo privatizadas, ficando a cargo do setor privado, o compromisso pela geração de energia elétrica. Por outro lado, os ativos da transmissão estão permanecendo, em grande parte, nas mãos das empresas estatais.

Dentre deste novo panorama, surgiram três novos órgãos: a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, que tem como objetivo, fazer a regulação do mercado, a fiscalização da produção, da transmissão, da comercialização e da distribuição de energia elétrica, e as licitações para a concessão de novos empreendimentos de geração, transmissão e distribuição; o MAE - Mercado Atacadista de Energia, onde será comercializada a energia assegurada pelas usinas, e o ONS - Operador Nacional do Sistema, que tem como objetivo a coordenação e o controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

Portanto, o problema da reforma torna-se um importante campo para pesquisas e esta monografia é um exemplo disto. O foco do trabalho é a análise do papel do ONS e sua importância para o modelo de competição que está sendo implementado.

Com base no artigo de Sieffert Filho (1995), o foco de análise foi substanciado na economia dos custos de transação, que tem sua origem na disciplina de Organização Industrial (OI), surgida na década de 30, quando da necessidade do exame do comportamento das estruturas industriais, tendo como uma das preocupações, as questões sobre regulamentação e políticas anti-truste.

Em 1941, a OI foi reconhecida com o trabalho de (Mason, 1939 *apud* Sieffert Filho, 1995), e o paradigma Estrutura-Condução-Desempenho (E-C-D) veio defender o enfoque da política dos preços e não mais a formação dos preços e alocação de recursos.

O tamanho da firma, a distinção entre propriedade e gerência, sistema interno de alocação de recursos, passaram ter efeito sobre a política de preços, que deverá interagir com o ambiente externo.

Segundo (Coase, 1993 *apud* Sieffert Filho, 1995), as vantagens em se estabelecer firmas, devem-se à existência de custos em se utilizar o mecanismo dos preços. As negociações também decorrem de custos contratuais e as montagens de estruturas administrativas incorrem em encargos, formando um *tradeoff* cujo resultado aponta para a forma institucional mais eficiente.

Na verdade, segundo os defensores da ECT, a firma pode se expandir até o ponto em que o custo de se organizar internamente uma transação adicional, torna-se igual ao custo de se conduzir a mesma transação através do mercado, ou seja, a expansão da firma levaria em conta a minimização dos custos de transação, o que implica discutir se é melhor fazer internamente (verticalizar) ou contratar de terceiros.

O interesse maior por estudar as instituições econômicas cresceu no pós-guerra, com estudos feitos por: Coase, Arrow e Chandler. Em 1977 (Arrow *apud* Sieffert Filho, 1995), fez considerações a respeito das organizações econômicas e como estas são moldadas pela economia dos custos de transação, afirmando que representam os gastos com o "funcionamento geral do sistema econômico".

Já no início dos anos 70, (Williamson, Alchian e Demsetz, *apud* Sieffert Filho, 1995), introduziram um maior conteúdo operacional, com a superação do conceito de firma como uma função de produção, agora entendido como uma estrutura onde é exercido o comando. Na visão de Williamson, uma transação ocorre, quando uma mercadoria ou serviço

transita por uma interface tecnologicamente separada, encerrando um estágio da atividade e começando outro.

As relações contratuais tem dois momentos distintos, o *ex-ante* e o *ex-post*. As definições e tratativas acertadas no momento inicial da contratação são tão importantes quanto a realização do contrato, pois tem a prerrogativa de desenhar o acordo e avaliar os custos de selecionar, negociar e salvaguardar o acordo, são os custos *ex-ante*. Os custos *ex-post* podem tomar várias formas como: mal adaptação da condições contratuais, eventuais renegociações e o monitoramento das cláusulas contratuais. Estes custos segundo (Williamson *apud* Sieffert Filho, 1995), são interdependentes e difíceis de calcular, o que é atenuado pelo fato de freqüentemente ser possível uma comparação entre contratos.

A especificidade dos ativos, também é um dos aspectos determinantes para a realização da transação entre as partes, considerado decisiva na realização de um contrato, sendo a especificidade locacional; a especificidade física do ativo; a especificidade ao ativo humano; e o ativo dedicado.

Após a realização de uma concorrência, a relação contratante-contratado é tida como uma relação bilateral, sujeita aos comportamentos oportunistas. Para (Williamson *apud* Sieffert Filho, 1995), a harmonização da interface contratual daqueles elementos, entre as partes, torna-se uma fonte de real valor econômico, onde a busca da minimização de custos na organização das transações, em meio a uma racionalidade limitada, enquanto simultaneamente buscam-se salvaguardas contra o riscos do oportunismo.

Quanto à questão da integração vertical, onde sucessivas atividades de uma cadeia produtiva ou serviços são realizadas pela firma na busca do ganho das economias de escala e escopo, em estágios tecnologicamente interrelacionados, parece ser o aspecto físico ou técnico muito mais determinante da integração vertical que o aspecto econômico. Neste enfoque a visão que prevalece é de que é mais preferível um maior grau de integração.

(Williamson *apud* Sieffert Filho, 1995), é contrário a esta idéia defendendo que, de um modo geral, um menor grau de integração maximiza a eficiência da firma. Argumenta mostrando que o principal propósito da integração vertical é economizar os custos de transação, mesmo que a integração possua dimensão estratégica em relação ao crescimento da firma.

## 1.2. Formulação da situação-problema

A conjunção de dois fatores fundamentais, levou o Governo Brasileiro a reestruturar setores fundamentais da economia, como o de Telecomunicações e de Energia Elétrica, promovendo privatizações na busca de transformar um mercado monopolista e verticalizado em um mercado competitivo e desverticalizado. Os seguintes argumentos foram considerados pelo governo:

- a pouca possibilidade do Governo Federal em continuar investindo nos serviços públicos, especificamente na área de energia elétrica, onde o crescimento da demanda apresenta-se superior ao crescimento do Produto Nacional Bruto (PNB), conforme demonstrado na tabela 2.1; e
- seguir à tendência mundial de reestruturação de setores da economia na forma de mercados competitivos, buscando a competição entre seus participantes e a melhoria na qualidade dos produtos e serviços.

Este trabalho visa apresentar, de forma genérica, a reestruturação do setor de energia elétrica e, de forma específica, a constituição do Operador Nacional de Energia Elétrica que, ao longo deste trabalhos, poderá ser referido apenas como ONS.

A reestruturação proposta ao setor criou inúmeros processos de transação entre os agentes, necessitando da constituição de um grande número de contratos, regulando este mercado que sofre forte regulação no transporte de energia, onde o mercado apresenta-se monopolista, e com fraca regulação na geração de energia, onde o mercado é entendido como competitivo.

No novo modelo em implantação, o ONS é de fundamental importância, tendo como objeto da sua criação:

- promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as regras do mercado;
- garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e
- contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do sistema eletroenergético se faça ao menor custo e vise as melhores condições operacionais futuras (ONS, site disponível na internet).

### **1.3. Objetivos**

#### **1.3.1 Geral**

Apresentar, de forma detalhada, as atribuições do **Operador Nacional do Sistema (ONS)**, suas relações com os agentes, sua importância na maximização dos benefícios eletroenergéticos, os efeitos de suas ações sobre a eficiência para o setor de energia elétrica.

#### **1.3.2. Específicos**

- pesquisar as razões para a reforma do setor elétrico Brasileiro e como estava o mesmo constituído;
- apresentar o modelo de regulação que está sendo colocado em prática e a regulação proposta pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;
- relatar as experiências obtidas em outros países onde modelos semelhantes foram implantados;
- detalhar as atribuições do ONS, as relações com os agentes e sua importância na maximização dos benefícios eletroenergéticos do sistema elétrico; e
- retratar a relação contratual efetivada entre o ONS e as empresas de energia elétrica e a composição da receita orçamentária do Operador Nacional.

## 1.4. Metodologia

O trabalho realizado foi fundamentado, na pesquisa documental, junto à legislação vigente, na qual o governo regulamenta o novo modelo em implantação no setor elétrico, quanto em trabalhos de pesquisa específicos (teses e dissertações), como os textos de Oliveira (1998), Santana e Oliveira (1999) e Vinhaes (1999).

Na prática, a exemplo destes dois últimos trabalhos, esta monografia também foi desenvolvida no âmbito de um grupo de pesquisa que vem estudando os problemas da regulação e performance do setor elétrico desde 1994.

Os resultados do trabalho, que estão retratados no seu objetivo geral, foram buscados através de uma análise descritiva do problema de reforma do setor elétrico, análise esta que envolveu uma avaliação do histórico, centrada no período pós-Eletróbrás.

Na busca de um suporte teórico ao trabalho foi efetuado um breve estudo na área da Organização Industrial, sobretudo na nova Economia Institucional, que considera as firmas e os mercados como alternativas para se conduzir as transações econômicas. A economia dos custos de transação (ECT), com base em seus princípios, permitiu o estudo do comportamento entre os agentes e a agência reguladora neste novo modelo institucional, resultante da Reestruturação do Setor de Energia Elétrica, proposta pelo relatório RE-SEB, de autoria da consultora *Cooper & Lybrand*, juntamente com técnicos do setor.

Através da pesquisa documental foram levantados os fatos geradores da necessidade de reestruturar o setor elétrico brasileiro. O histórico do Setor, desde a criação da Eletróbrás, até a composição do modelo até então vigente no país, permite um entendimento das relações entre empresas e órgãos associados e governamentais.

Além disso, a pesquisa na legislação vigente, que desde 1995, norteia e dá o embasamento necessário para a análise das mudanças realizadas, sendo de fundamental importância para a realização deste trabalho.

O enfoque principal foi dado ao estudo da criação do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Foram pesquisados os resultados obtidos em outros países que também fizeram a reforma do setor, com modelos próximos ao que está sendo implantado no Brasil. Nos Estados Unidos, na Inglaterra e na Colômbia, o modelo implantado também criou a figura do Operador do Sistema, conhecido em alguns países como *ISO – Independent System Operator*.

Por último, uma entrevista junto à técnicos do próprio ONS, buscou-se retratar os benefícios que a coordenação da operação do sistema elétrico, trará para a maximização dos benefícios eletroenergéticos do país.



## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado em capítulos que facilitam uma melhor apresentação e entendimento do tema, de acordo com os objetivos específicos, buscando em cada um deles o detalhamento necessário para uma abordagem clara e objetiva do assunto a ser estudado

### ▪ CAPÍTULO I

Traz um breve comentário do processo de transformação de administração burocrática para a administração gerencial que o Governo brasileiro está implantando, bem como, a base teórica utilizada para o embasamento do trabalho;

### ▪ CAPÍTULO II

Faz uma síntese do histórico do setor após a criação da Eletrobrás e comenta como o setor estava constituído antes da reforma proposta. É feito o relato das propostas de modificações que nas duas últimas décadas foram estudadas.

### ▪ CAPÍTULO III

Comenta as mudanças estruturais promovidas na economia, a reestruturação proposta ao setor elétrico e a criação do órgão regulador da operação do sistema.

### ▪ CAPÍTULO IV

Esta parte do trabalho, busca especificar, a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico, bem como suas relações com os agentes e os benefícios que o órgão pode proporcionar ao setor.

### ▪ CAPÍTULO V

Apresenta as conclusões obtidas durante a realização do trabalho.

## **CAPÍTULO II**

### **2. A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

#### **2.1 Motivações para a reforma do Setor**

A expansão do Setor Elétrico Brasileiro, financiada com recursos externos, opção tomada pelo Governo Geisel durante o primeiro choque do petróleo, quando o déficit comercial atingiu, em 1974 US\$ 9,9 bilhões, em dólares de 1984 (Castro & Souza, 1985 *apud* Oliveira 1998), vinculou o setor a projetos de grande porte acoplados a pacotes de financiamento externo com taxas de juros relativamente baixas à época. Esta forma de financiamento dos investimentos, resultou ao longo dos anos, em um alto nível de endividamento externo das empresas do setor que, aliado a alta nas taxas de juros do mercado internacional, provocou uma crise de liquidez nas empresas do setor elétrico brasileiro.

O Estado, em virtude do baixo nível de recursos disponíveis para investimentos, não mais consegue ampliar a oferta de energia elétrica para atender a uma demanda que cresce a níveis maiores que o crescimento da economia. Para dar suporte ao crescimento do consumo, o aumento da oferta está se dando pelos processos de reforma da indústria, pelos mecanismos de desregulamentação e pela desverticalização de empresas com a inserção do capital privado nos ativos produtivos de geração.

A tabela 2.1, a seguir, mostra que o crescimento do consumo de Energia Elétrica no Brasil é maior que o consumo agregado de todos os energéticos e maior que o crescimento do Produto Nacional Bruto (PNB).

Tabela 2.1 - Comparação do crescimento econômico brasileiro em relação ao consumo de energia no período 1971 a 1992.

	( em % a.a.)		
	1971 – 1980	1981 – 1990	1991 -1992
Produto Nacional Bruto(PNB) – taxas anuais médias de crescimento	8,65	1,5	0,2
Consumo Energético Total – taxas anuais médias de crescimento	7,9	2,7	1,9
Consumo de Energia Elétrica – taxas anuais médias de crescimento	12,3	5,7	3,3

Fonte: Eletrobrás – Plan 2015, Volume I – Executive Report Summary, apud OLIVEIRA, 1998.

A tabela 2.2 (página 20) Brasil, Economia e Energia, publicada no Plano Decenal de Expansão 1999/2008 pela Eletrobrás e a análise dos dados, apresentada no mesmo documento, permitiu a observação a seguir: a evolução do consumo de energia no Brasil, no período de 1970 a 1998, comparado à economia nacional e ao consumo de energia global, apresenta sua trajetória sempre superior à evolução da economia e assim também se comporta quando comparada ao consumo de energia global, com exceção do último ano do período analisado, onde este se posiciona 1,1 ponto percentuais à frente.

Alterações estruturais na economia envolveram uma diferente relação entre o consumo de energia elétrica e o PIB. De um lado, a elasticidade de renda do consumo de eletricidade decaindo, de outro, uma componente inercial da dinâmica do mercado de eletricidade explicando seu crescimento relativo. Pelo menos dois aspectos permeiam esta questão, quer seja, o resultado da utilização de tecnologias mais eficientes no uso final da eletricidade, quer seja, pela ampliação das redes elétricas, decorrente da modernização de alguns setores da economia.

A década de 70 é marcada por uma significativa recuperação da economia. A renda *per capita* nacional, neste período, evoluiu de US\$ 2,662 para US\$ 4,761, o mesmo acontece com o consumo *per capita* de energia elétrica , passando de 430 kWh/hab, em 1970 para 1.025 kWh/hab, em 1980. Enquanto que a média anual do consumo de energia elétrica foi de 11,8 %, o PIB e o consumo de energia global apresentaram respectivamente as seguintes médias: 8,6 % e 6,4%, apresentando uma elasticidade - renda média de 1,37. Ou

seja, houve incremento no conteúdo elétrico do PIB, o consumo de energia elétrica por unidade do produto foi de 0,162 para 0,215 kWh/US\$ ( PIB em US\$ médio de 1997).

A instabilidade econômica, que se agrega à década de 80 fez com que a renda per capita em 1990 fosse inferior à de 1980. No entanto, o consumo de energia elétrica se encontra em uma situação ímpar. Impulsionado pela maturação dos projetos industriais previstos no II PND (Plano Nacional de Desenvolvimento) e pela queda constante no nível tarifário, o consumo de eletricidade seguiu crescendo à taxas muito altas. Em 1990, o consumo *per capita* foi de 1.531 kWh/hab e o conteúdo elétrico do PIB foi de 0,330 kWh/US\$. Aumentou também a participação da energia elétrica no balanço energético nacional , alcançando 37%, certamente uma das participações mais elevadas do mundo. A elasticidadederenda no período foi de 3,75 ao ano.

No período de 1990 a 1997 há um divisor muito importante: o Plano Real, que prontamente não só controla o processo inflacionário como também consegue reverter as expectativas de inflação. Aliado à abertura da economia, iniciada ainda nos primeiros anos da década de 90, foram criadas condições de estabilização para a retomada ao crescimento. O que pode evidenciar esta situação são os indicadores de 1990/1994 contrastando com os de 1995/1997. No primeiro subgrupo, o crescimento médio anual do consumo total de energia elétrica foi de 3,3% e o crescimento do PIB de 2,3% ao ano, enquanto que no segundo o consumo cresceu 5,5% e o PIB 3,6%.

Em 1998 há uma forte retração da atividade econômica, oriunda da crise asiática no final de 1997 e em seguida pela moratória da Rússia. As medidas de ajuste econômico para fazer frente à crise também causaram impactos no mercado de energia elétrica, que cresceu 4,1% no ano. O conteúdo elétrico do PIB foi de 0,378 kWh/US\$, ainda considerado um dos mais expressivos do mundo.

A participação da eletricidade no Balanço Energético Nacional esteve, em 1998, em torno de 38%. Por outro lado a elasticidade - renda do consumo de energia elétrica tende a ser menor, enquanto que houve um sobressalto na década de 80 alcançando 3,75% a.a, ela cai para 1,72 no período de 1990/1998.

Este comportamento evidencia os aspectos iniciais levantados, pois permite reafirmar que existe um componente inercial na dinâmica do mercado de energia elétrica, que induz seu crescimento mesmo com a economia em crise. Evidencia também que o comportamento da elasticidade-renda tende a se aproximar de um dos períodos econômicos mais aquecidos e apresenta valores mais elevados nos períodos de baixo crescimento econômico.

Tabela 2.2 – Brasil Economia e Energia

DISCRIMINAÇÃO	1970	70/80 % a.a	1980	80/90 % a.a	1990	90/94 % a.a	1994	94/97 % a.a	1997	1998	97/98 % a.a
<b>POPULAÇÃO</b>											
Milhões hab.	93	2,5	119	1,9	143	1,9	154	1,5	160	162	1,2
<b>PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB)</b>											
US\$ bilhões de 97	248	8,6	567	1,6	663	2,3	726	3,6	807	809	0,2
US\$/hab.	2.662	6,0	4.761	- 0,3	4.638	0,4	4.716	2,0	5.044	4.994	-1,0
<b>CONSUMO DE ENERGIA GLOBAL</b>											
Milhões de tEP	69	6,4	128	2,8	168	3,1	191	4,5	222	235	5,9
Elasticidade-renda		0,74		1,78		1,35		1,27			
tEP 10 <sup>3</sup> US\$ (97)	0,279	-2,1	0,226	1,2	0,255	0,8	0,263	0,9	0,275	0,290	5,5
tEP/Hab.	0,74	3,8	1,08	0,9	1,18	1,2	1,24	3,0	1,39	1,45	4,3
<b>CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA(*)</b>											
TWh	43	11,8	122	6,0	219	3,3	249	5,53	292	306	4,8
Elasticidade-renda	-	1,37	-	3,75	-	1,43	-	1,53	-	-	-
KWh/US\$ (97)	0,162	2,9	0,215	4,4	0,330	1,4	0,343	1,8	0,362	0,378	4,4
KWh/hab.	430	9,1	1.025	4,1	1.531	1,4	1.617	4,1	1.825	1.889	3,5

(\*) inclui autoprodução e consumo a energias interruptíveis

FONTE: Eletrobrás – Plano Decenal de Expansão 1999-2008. Disponível na internet.

<http://www.eletrobrás.gov.br>

## **2.2 O setor elétrico antes da reforma**

### **2.2.1 A criação da Eletrobrás**

A recente história do Setor Elétrico Brasileiro está ligada diretamente a criação da Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A., em 25/04/61 pela Lei n.º 3.890-A, sendo instalada oficialmente em 12 de junho de 1962, durante o Governo de Jânio Quadros. O projeto de criação da Eletrobrás tramitou desde 1954 no Congresso Nacional. Neste mesmo ano foi criado o Plano Nacional de Eletrificação, durante a política de acomodação do Governo Kubitschek, determinando que a iniciativa da expansão da capacidade instalada caberia às empresas públicas, federais e estaduais e os serviços de distribuição às concessionárias particulares, estrangeiras e nacionais (Oliveira 1998: 32 ).

Durante os 7 anos em que o projeto de criação da Eletrobrás esteve tramitando no Congresso, recebeu uma emenda em maio de 1956 e críticas de especialistas do setor que afirmavam que a criação da Eletrobrás, seria uma nova Petrobrás e criticavam o Código de Águas, por considerá-lo um inibidor da iniciativa privada e pela incapacidade do Estado em substituir o capital privado no setor.

“A criação do Ministério das Minas e Energia, em 1960, que também havia sido proposto durante o Governo Vargas, iria facilitar as articulações para a aprovação da Eletrobrás. Mas será somente em 1961 que o Congresso Nacional aprova a criação da Eletrobrás. A Lei nº 3.890-A, de 25/04/1961, entregava à Eletrobrás o papel que até então o BNDE – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, hoje BNDES acrescentou-se o termo “social” desempenhava, ou seja, o de entidade responsável pelo planejamento do setor e administradora do Fundo Federal de Eletrificação, além das carteiras de aplicação em projetos conduzidos pelas concessionárias. Do projeto original foram expurgadas as atribuições que permitiam a vinculação com a indústria de material elétrico pesado.” (Oliveira, 1998:32).

Em 1956 a capacidade instalada do setor era de 72% do setor privado, sendo a Light e a Amforp as empresas com maior expressão no mercado, controlando os mercados das regiões economicamente mais importantes do país, o Sudeste e o Sul.

Em 1959 o Governo do Rio Grande do Sul encampou a Amforp e na criação da Eletrobrás foram agregadas como subsidiárias a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), Furnas Centrais Elétricas, a Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (Chevap) e a Termelétrica de Charqueadas. Nesta época a capacidade instalada do país era de 5.800 MW (Oliveira , 1998 : 33).

A transferência de ativos do setor privado da economia para o setor público acentuou-se principalmente no final da década de 50 e início dos anos 60, onde as inversões de capitais ocorreram muito mais por conta do setor público que do setor privado da economia, conforme pode-se observar na tabela 2.3. abaixo.

Tabela 2.3 - Evolução da capacidade instalada de energia elétrica, por categoria de concessionário – 1952-1962.

ANOS	público		privado		Auto-produtor		total	
	Potência (MW)	Part. %	Potência (MW)	Part. %	Potência (MW)	Part. %	Potência (MW)	Part. %
1952	136	6,8	1.636	82,4	214	10,8	1.985	100
1953	171	8,1	1.631	77,5	302	14,4	2.105	100
1954	303	10,8	2.160	77	343	12,2	2.806	100
1955	539	17,1	2.248	71,4	362	11,5	3.149	100
1956	657	18,5	2.552	71,9	341	9,6	3.550	100
1957	681	18,1	2.696	71,6	390	10,3	3.767	100
1958	824	20,6	2.743	68,7	426	10,7	3.993	100
1959	968	23,5	2.724	66,2	423	10,3	4.115	100
1960	1.099	22,9	3.182	66,3	519	10,8	4800	100
1961	1.342	25,8	3.242	62,3	622	11,9	5.205	100
1962	1.792	31,3	3.161	55,2	776	13,5	5.729	100

Fonte: CNAEE, *Águas e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, n. 49, 1963, p.96,  
Idem, *Mundo Elétrico*, São Paulo, n. 104-A, jun. 1968, p. 13; *Apud*  
ELETROBRÁS(1988), *Apud* OLIVEIRA, (1998).

### 2.2.2 A consolidação do sistema

Os fatos políticos e a vontade de ver crescer as bases da indústria de materiais pesados no país, no início dos anos 60, criaram as condições necessárias para a estatização de setores da economia. As considerações relatadas neste item foram pesquisadas da dissertação de Oliveira (1998).

Para Oliveira (1998, p. 34), “A crise político-institucional que eclodiu em meados da década de 60, teve uma importância significativa para a implantação de reformas no setor que, na opinião de Lima (1995: 89), “incorporaram o sentido autoritário resultante do movimento militar de 1964 e, de outro, atenderam à necessidade de reorganização do investimento público, de modo a adequá-lo ao estágio avançado pela economia brasileira”. (Lima, 1995: 89) acentua ainda que “a partir de então, a legislação e a dinâmica institucional deixaram de expressar a ordenação das relações entre o poder público e o setor privado e passaram a desenvolver-se na órbita do estado e da empresa pública”.

Outro fato relevante na consolidação do Setor Elétrico Brasileiro foi a transformação da Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral em Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAEE, em 17/12/1965, pela Lei nº 4.905. O DNAEE passou a ser o órgão responsável pela concessão dos aproveitamentos hídricos, pela fixação de tarifas e pela arbitragem de pendências e fiscalização de empresas atuantes no setor.

A missão de definir as políticas setoriais para o setor ficou a cargo do Ministério de Minas e Energia (MME) e as funções executoras e planejadoras das políticas a cargo da Eletrobrás.

A edição da Lei n.º 4.156, de 28/11/62, que criou o empréstimo compulsório e transformou o Imposto Único sobre Energia Elétrica em tributo *ad valorem* e a Lei n.º 4.357, de 16/07/1964, que instituiu a correção monetária e o realismo tarifário, serviram para consolidar financeiramente o setor. Os Decretos n.ºs 54.936 e 54.937, de 04/11/1964 trataram respectivamente, da aplicação da correção monetária sobre os ativos imobilizados e da uniformização do regime de concessões dos serviços de energia, de modo a definir o investimento remunerável de cada empresa e o valor das tarifas.

A Lei n.º 5.655 de 20/05/1971, eleva a taxa máxima de remuneração legal de 1% para 12% e reduz a alíquota do imposto de renda sobre os lucros das empresas concessionárias de 17% para 6%, ao mesmo tempo que modifica a sistemática da quota de reversão a ser transferida para a Eletrobrás, constituindo a Reserva Global de Reversão (RGR), que seria usada para as reversões, encampações de serviços públicos de energia elétrica e em



empréstimos a concessionárias para a expansão de seus serviços. Do valor final da RGR 2% eram destinados ao DNAEE, para custear seus dispêndios com projetos e atividades relativos à hidrologia, hidrometeorologia, operação de rede hidrometeorológica nacional e fiscalização das concessões de energia elétrica.

No final da década de 60 e durante a década de 70, a Eletrobrás se fortalece com a criação de subsidiárias e incorporação de empresas. As empresas estaduais se formam através da transferência de concessionárias locais e da compra de antigas subsidiárias da Amforp. Em 1968, foi criada a subsidiária de âmbito regional, a Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul) e, em 1973, a última subsidiária regional foi criada, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte). Em 1973 a Eletrobrás estabeleceu juntamente com a Administración Nacional de Electricidad, empresa estatal paraguaia, a Itaipu Binacional que visava a construção da Usina de Itaipu, no rio Paraná.

A compra das ações da Light à multinacional Brascan Limited, em 1979, que mais tarde foi transformada em Eletropaulo juntamente com a Light Rio, Furnas, Escelsa, Eletrosul, Chesf e Eletronorte formam o conjunto de empresas controladas pela *holding* Eletrobrás, chamadas de subsidiárias. A Eletrobrás tinham ainda participação em 28 empresas, chamadas de coligadas, onde a participação acionária era inferior a 50% do capital controlador. Estas empresas coligadas, em grande parte eram distribuidoras da energia fornecida pelas controladas regionais, com 5 delas (Cesp, Cemig, Copel, Ceee e Eletropaulo) com geração própria. A capacidade instalada destas empresas, em 1989, chegava a 31,5% da potência total do sistema, enquanto que as controladas eram responsáveis por 42,1%.

Em 05/07/73, foi publicada a Lei n.º 5.899, atribuindo à Eletrobrás a competência para promover, através de suas empresas de âmbito regional, a construção e a operação de sistemas de transmissão em alta e extra-tensões visando à integração interestadual dos sistemas e obrigando Furnas, Eletrosul e suas controladas regionais a adquirir toda a parcela da energia destinada ao Brasil pelo Tratado de Itaipu.

A mesma lei instituiu o Grupo para a Coordenação da Operação Interligada – GCOI, regulamentado pelo Decreto n.º 73.102, de 07/11/73. Responsável pela coordenação operacional dos sistemas das regiões Sudeste e Sul, o GCOI tinha a incumbência da manutenção dos padrões de confiabilidade do atendimento ao mercado e da otimização dos recursos energéticos disponíveis. Atualmente suas atribuições foram incorporadas pelo ONS.

O Grupo era formado por um Conselho Deliberativo, por um Comitê Executivo, uma Secretaria de Supervisão e Controle (SSC/GCOI) e 5 Sub-comitês. O Conselho Deliberativo era dirigido pelo Presidente da Eletrobrás e formado pelos presidentes das empresas do sistema interligado, e tinha como função deliberar sobre assuntos extraordinários, como por exemplo, decidir sobre o racionamento de energia elétrica no país. Ao Comitê Executivo estavam afetas as atividades de coordenação operacional do sistema interligado, cabendo à Secretaria de Supervisão e Controle a fiscalização do cumprimento das decisões do Comitê.

Para coordenar a operação do sistema Norte/Nordeste, o Ministério de Minas e Energia criou, em 20/09/1974 o CCON – Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste, pela Portaria nº 1008, com as mesmas atribuições já descritas para o GCOI na interligação das regiões Sudeste e Sul do país.

Em toda a história do setor elétrico brasileiro, o período de maior crescimento está situado entre o final da década de 60 e o início dos anos 80. A capacidade média geral teve um aumento de 14,5% no período compreendido entre os anos de 1968 e 1973, já entre os anos de 1967 e 1980, as taxas de crescimento médio anual foram de 11,6% caindo para 6,1% ao ano no período de 1980 a 1989, neste índice já está sendo considerada a entrada em operação das primeiras unidades da Usina Hidrelétrica de Itaipu e da central nuclear de Angra I.

No início da década de 80, o desempenho da Eletrobrás foi afetado pelas dificuldades enfrentadas pela economia brasileira, a recessão e a crise da dívida externa criaram um quadro de estrangulamento financeiro no setor, agravando-se em 1988 com a extinção do Imposto Único sobre Energia Elétrica e a transferência para os estados da arrecadação tributária equivalente. O programa de obras de geração foi praticamente paralisado.

Na busca de uma revisão institucional do setor elétrico, em 1987, o Ministério de Minas e Energia propõe a criação do REVISE, uma comissão presidida pela Eletrobrás com a vice-presidência a cargo do diretor-geral do DNAEE e os demais membros representantes da SEST - Secretaria de Controle de Empresas Estatais, da SEPLAN – Secretaria de Planejamento da Presidência da República, da CNI – Confederação Nacional da Indústria, da ABCE – Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica, e da AEDENNE – Associação das Empresas de Distribuição de Energia das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, além das concessionárias estaduais e federais (Oliveira, 1998:44).

O ponto mais crítico, deste trabalho, segundo (Medeiros *apud* Oliveira, 1998), era o conflito entre concessionárias estaduais e federais.

“As empresas estaduais desejam reduzir o papel da Eletrobrás no setor, na tentativa de resgatar parte da autonomia perdida com a equalização tarifária e com a interligação do sistema elétrico de potência. A Eletrobrás, por sua vez, tentava ampliar seu espaço na indústria institucional do setor, valendo-se principalmente do enorme poder que os instrumentos legais, herdados da ditadura militar, lhe conferiam (principalmente a Lei de Itaipu)”. Quanto à estrutura do Setor o relatório REVISE sugeria a manutenção do DNAEE, mudando a sua forma institucional, passando a ter autonomia financeira e administrativa. Já para a Eletrobrás não houve consenso quanto ao seu papel de agente coordenador do sistema juntamente com os órgãos colegiados GCOI e GCPS.

Para a iniciativa privada o REVISE propunha a ampliação da área de atuação das concessionárias privadas já existentes, a formação de consórcios entre empresas privadas e estatais para novos projetos de geração e a participação na construção de pequenas unidades termelétricas ou hidrelétricas com o objetivo de consumo próprio e venda do excedente de energia às estatais.

O REVISE, segundo (Medeiros *apud* Oliveira 1998:45) “não percebeu a verdadeira dimensão da crise do Estado e as dificuldades em continuar a manter o papel de principal agente financeiro do setor”.

Uma outra proposta de transformação do setor ocorreu em 1991 da Secretaria Nacional de Energia do Governo Collor, que propunha a criação da ENSE – Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica. O projeto baseava-se nos modelos de estruturação industrial em implantação na Inglaterra, Chile, Argentina e Espanha. A Ense, uma empresa federal de transmissão, proprietária de toda a rede de transmissão acima de 69 kV, compraria e revenderia toda a energia gerada acima de 50 MW. O projeto provocaria a desverticalização do setor e os ativos da transmissão seriam transferidos das concessionárias estaduais à ENSE, a qual também caberia as tarefas de coordenação, planejamento e execução da expansão da rede de transmissão.

O planejamento da geração e as funções de fonte de financiamento ao Setor caberiam à Eletrobrás, e ao DNAEE fiscalizar os empreendimentos concedidos através de contratos, autorizações ou permissões e a promover licitação para a construção de usinas geradoras e a homologar a tarifa entre as partes. A normatização da fixação de tarifas de distribuição pelos governos estaduais também estariam sob a responsabilidade do DNAEE. A tarifa a ser paga pelo consumidor final seria formada pelo custo básico da tarifa unificada da ENSE, acrescida da margem de comercialização das distribuidoras (Oliveira, 1998:45).

Quanto ao setor privado da economia, a Ense propunha a parceria com as empresas estatais, o incentivo à cogeração e à autoprodução, a liberação da taxa de remuneração do investimento para novas obras de geração, o fim da necessidade de autorização e concessão para aproveitamentos hidrelétricos até 5 MW e a privatização das empresas estaduais.

Para Oliveira (1998: 45) “Uma das críticas dirigidas ao projeto de criação da Ense, que extravasavam o velho conflito latente entre as “coligadas” e a Eletrobrás, era de que sua criação visava estabelecer um sistema de controle federal mais eficaz, e não a promover uma maior competição, ao mesmo tempo que buscava uma solução rápida, ainda que parcial, para a corrente de inadimplências do setor Greiner, (1994). Batendo na mesma tecla, Medeiros (1993) acredita que a criação de mais uma empresa estatal como a Ense, ‘para solucionar todos os problemas setoriais’, não parece ter um grande apelo para a atual correlação de forças existentes na sociedade brasileira”.

Ainda na busca de tentativas para a crise do setor, foi criado pelo Decreto 1.009, de 22/12/93 o Sintrel – Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica, ligado juridicamente à Eletrobrás, tendo como uma de suas funções básicas a criação e a coordenação de mecanismos que possibilitassem a ampliação da oferta de energia para sistemas isolados, como o da Amazônia, por um sistema de compensações a demanda viria a ser atendida em vários pontos do sistema.

Segundo Oliveira (1998:47) a criação do Sintrel receberia também críticas, por reproduzir os conflitos de funções da Eletrobrás Greiner, (1994). Os conflitos identificados por seus críticos seriam a sua presença (da Eletrobrás) como agente financiador e coordenador do sistema, além de ser *holding* de empresas geradoras e transmissoras, cujos interesses seriam antagônicos. A solução das contradições e conflitos percebidos na concepção original do modelo permanece em suspenso, em face da aceleração do processo de privatização, após a inclusão da Eletrobrás e suas controladas, no PND (Decreto 1.503/95).

Em 1995 o setor sofre importantes alterações com a regulamentação do artigo 175 da Constituição Federal. A publicação das leis 8.987/95, de 13/02/95, e 9.074/95, de 07/07/95, que permitem a concessão de serviços públicos a consórcios de empresas, estabelece critérios para a fixação de tarifas, obriga a licitação para os potenciais hidrelétricos acima de 10 MW, ainda que destinados unicamente ao consumo de autoprodutores, e cria a figura do produtor independente de energia, que poderá vender a energia produzida às

concessionárias de distribuição e a grandes consumidores, foi um marco da história do setor e o início da reforma que está em curso.

Ainda como pontos positivos sobre a regulamentação do setor pode-se destacar a possibilidade das concessionárias oferecerem, como garantia a contratos de financiamento, os direitos emergentes da concessão, dentro de limites e critérios que não venham a comprometer a operacionalização e continuidade do serviço, e a instituição do juízo arbitral, que é uma forma totalmente nova na solução de controvérsias em que as partes conflitantes escolhem os árbitros que irão dirimir os conflitos, sem a necessidade de homologação de laudos. Quando surgirem situações de conflitos durante a realização de um projeto com empreendimento de grande vulto com financiamento e aporte de recursos de várias fontes e valores, a arbitragem permite a continuidade do projeto.

Para bem ilustrar a situação atual do setor que, após a inclusão da Eletrobrás e suas controladas no Programa Nacional de Desestatização em 1995, sofreu o processo de privatização, onde várias empresas estatais já tiveram seus ativos desverticalizados, a tabela 2.4 a seguir, apresenta a relação das empresas que passaram pelo processo de privatização, quem foram os compradores destes ativos e os valores pagos por eles.

TABELA 2.4 – Privatizações do Setor Elétrico Brasileiro

NOME	DATA PRIVATI- ZAÇÃO	ÁREA DE SERVIÇO LOCALIZA- ÇÃO	COMPRADOR	PREÇO R\$ Milhões	% VENDIDO	ÁGIO (%)	CONSU- MIDO- RES (10 <sup>3</sup> )	MERCA- DO GWh/ano
ESCELSA	12/07/95	ES	IVEN S.A, GTD participações	385,00	50,00	11,78	722	6.160
RIO LIGHT	21/05/96	RJ	AES; Houston; EdF; CSN	2.230,00	51,00	00,00	2.950	21.170
CERJ	20/11/96	RJ	Endesa(SP); Enersis; Ed.Port.	605,3	7,26	30,27	1.200	5.458
COELBA	31/07/97	BA	Ibedrola; BrasilCap; Previ; BBDTVMM	1.730,9	65,64	77,38	2.300	7.985
CEEE(CO)	21/10/97	RS	AES	1.510,0	90,91	93,56	804	5.772
CEEE(NNE)	21/10/97	RS	CEA; VBC; PREVI	1.635,0	90,75	82,70	838	4.711
CPFL	05/11/97	SP	VBC; Previ; Fundação CESP	3.015,0	57,60	70,10	2.400	16.700
ENERSUL	10/11/97	MS	Escelsa	625,6	76,56	83,79	468	2.169
CEMAT	27/11/97	MT	Grupo Rede;Inepar	391,5	85,10	21,09	469	2.139
ENERGIPE	03/12/97	SE	Cataguazes; Uptick	577,1	85,73	96,05	347	1.353
COSERN	11/12/97	RN	Coelba;Guarania na; Uptick	676,4	77,92	73,60	591	2.084
COELCE	02/04/98	CE	Consórcio Distriluz (Enersis Chilectra, Endesa, Cerj)	867,7	82,69	27,20	1.396	4.900
ELETROP. METROP.**	15/04/98	SP	Light	2.026,0	74,88	0,00	4.300	35.000
CELPA	09/07/98	PA	QMRA Participações S.A(Grupo Rede e Inepar)	450,3	54,98	0,00	796	3.100
ELEKTRO**	16/07/98	SP/MS	Grupo Eron Internacional	1.479,0	46,60	98,94	1.482	10.511
CACHOEI- RA DOURADA	05/09/97	GO	Endesa / Edegel / Fundos de Investimentos	779,8	92,90	43,49		
GERASUL*	15/09/98	PR/SC/RS	Tractebel (Belga)	945,7	50,01	0,00		
BANDEIRA NTE*	17/09/98	SP	EDP (Portugal) / CPFL	1.014,0	74,88	0,00	2.000	23.170
CESP- PARANA- PANEMA	28/07/99	SP	DUKE ENERGY CORP.	1.239,0		90,20		
TOTAIS				22.183,2			23.063	152.382

fontes: BNDES

\* :informações obtidas em jornais

\*\* :Informações sobre Num. de Consumidores e GWh obtidas no site da Empresa

### 2.2.3 – Características gerais do setor elétrico brasileiro

As considerações a seguir foram obtidas em entrevista com o Eng. Cesar de Barros Pinto, com 30 anos de experiência no setor elétrico brasileiro. Ao contrário do que ocorre na maioria dos países, o setor de energia elétrica no Brasil é caracterizado pela predominância da geração hidrelétrica. Da capacidade total de geração 93% têm origem hidráulica, sendo que em 1998 a geração hidrelétrica respondeu por mais de 95% da produção total, conforme pode ser observado na tabela 2.5 página 33.

Como a maior parte do potencial hidroelétrico situa-se a grandes distâncias dos pontos de concentração de carga, que normalmente coincidem com as maiores concentrações urbanas, houve a necessidade de implantação de longos troncos de transmissão em alta e extra-alta tensão.

A formação do sistema elétrico brasileiro, que ocorreu a partir da década de 60, teve início com a implantação de interligações entre subsistemas de um mesmo Estado, seguido da interligação entre os sistemas estaduais, culminando com a integração entre os sistemas regionais.

Atualmente o sistema elétrico brasileiro, exceto pela existência de alguns sistemas isolados na região amazônica, está todo interligado, embora ainda existam alguns pontos de estrangulamento que impedem a plena integração energética.

No final de 1998 a capacidade de geração de energia elétrica instalada no País era de 61.300 MW, sendo 56.000 MW de origem hidráulica e 5.300 MW de origem térmica e nuclear. Da capacidade total, 44.700 MW correspondiam a usinas instaladas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste, onde concentra-se a maior parte do mercado (site do ONS na internet).

O sistema de transmissão, na mesma época, era constituído por um total de cerca de 181.000 km de linhas, sendo 32.000 km em extra-alta tensão (345, 440, 500 e 750 kV), 33.000 km de linhas em 230 kV, 60.000 km de linhas de transmissão em 138 kV e 56.000 km em outras tensões (site do ONS na internet).

As usinas hidroelétricas, situadas ao longo das principais bacias hidrográficas, apresentam forte interdependência operacional, na medida em que muitas se situam em “cascata”, com a água sendo utilizada sucessivamente por diversas unidades. A diversidade hidrológica entre as diferentes bacias é utilizada de forma a aumentar o ganho global do sistema, o que só é possível em função da integração propiciada pelo sistema de transmissão existente.

O planejamento da expansão do sistema é feito de forma a garantir o atendimento pleno do mercado mesmo na ocorrência de período hidrológico crítico. Como na maioria dos anos as vazões são superiores às do período crítico, usualmente existe uma sobra de energia de origem hidráulica, denominada energia secundária ou não garantida, que é utilizada para substituir a geração térmica, reduzindo o custo global da energia elétrica produzida. A substituição da geração térmica é limitada por diversos fatores, tais como restrições elétricas, garantia de consumo mínimo de combustíveis, etc.

Como a diversidade hidrológica entre bacias de diferentes regiões é maior que a verificada entre bacias de uma mesma área, interligações entre regiões geralmente propiciam significativos ganhos de disponibilidade energética a custo mais baixo que os da implantação de novos aproveitamentos. Para exemplificar, a recente implantação da interligação Sudeste/Norte, constituída por uma linha de 500 kV com 1.300 km de extensão, significou o acréscimo de uma disponibilidade da ordem de 600 MW médios, a um custo de cerca de US\$ 15/MWh, muito inferior ao de qualquer alternativa de ampliação do parque gerador.

As interligações com os sistemas elétricos dos países vizinhos, que só agora começam a ser exploradas com mais intensidade, apresentam, no mínimo, o mesmo potencial de otimização das interligações entre as diferentes regiões do País. Como os sistemas destes países possuem uma base termelétrica mais significativa que a do sistema brasileiro, amplia-se a possibilidade de otimização, com ganhos para todas as partes.

Do ponto de vista patrimonial, o sistema elétrico brasileiro evoluiu de predominantemente privado no início da década de 60 para predominantemente público no final da mesma década. Para garantir a disponibilidade de energia necessária ao intenso programa de industrialização desenvolvido naquela década, os governos federal e estaduais investiram fortemente no setor elétrico. Naquela época foram criadas empresas de âmbito estadual, freqüentemente através da encampação das empresas estrangeiras que atuavam no setor.

A expansão do setor elétrico a partir dos anos 60 resultou basicamente de investimentos com recursos públicos. Aos poucos formou-se um modelo peculiar, com predominância de empresas estatais ou de economia mista, no qual as organizações federais, com atuação regional, concentraram-se nas atividades de geração e transmissão, enquanto que as estaduais dedicaram-se principalmente às atividades de distribuição. O resultado deste processo de evolução foi um setor altamente estatizado, bastante eficiente, com tarifas relativamente baixas e bom desempenho. A partir de meados da década de 80, entretanto, o



setor começou a sofrer as conseqüências da dependência de recursos públicos para financiar sua expansão, cada vez mais escassos, o que levou à decisão de iniciar um ciclo de privatização das empresas do setor, com desregulamentação da atividade e estabelecimento de um regime de livre competição.

O setor elétrico brasileiro vive atualmente uma fase crítica de transição, passando de setor público regulamentado para um setor onde predomina o capital privado, em ambiente pouco regulamentado e competitivo. O momento é crítico na medida em que o novo modelo não está ainda consolidado, observando-se uma preocupante defasagem entre a necessidade de expansão e a disposição de investir.

Tabela 2.5 - Dados sobre o sistema elétrico em 1998

Potência instalada em usinas	MW
Hidroelétricas	49.710
Térmicas	3.220
Nuclear	657
Itaipu(50%)	6.300
TOTAL	59.887
Extensão das linhas de transmissão	Km
De 230 kV até 440 kV	46.090
Em 500 kV ou acima	16.004
Elo de 600 kV CC	1.612
Total	63.706

Fonte: Pesquisa no Site do ONS e no Plano de Expansão da Eletrobrás.

## **CAPÍTULO III**

### **3. O MODELO REGULATÓRIO EM IMPLANTAÇÃO**

#### **3.1 Considerações Gerais**

Indo ao encontro da tendência mundial de reestruturação das indústrias de prestação de serviços públicos, que são consideradas como de serviços essenciais, estavam formadas quase que essencialmente como monopólios estatais, o governo brasileiro contratou a consultora *Coopers & Lybrand*, que juntamente com especialistas brasileiros de diversas concessionárias e de universidades, constituíram o Relatório Final da Reestruturação do Setor Elétrico. O relatório foi concluído em junho de 1997, e como meta apresentou um “mapa geral” da reforma, ao qual está sendo regulamentado por instrumentos legais. As propostas poderão sofrer adaptações na medida que a reforma estiver sendo implementada.

#### **3.2 A Regulação proposta ao mercado**

O novo modelo do setor de energia elétrica em desenvolvimento no Brasil teve como marco inicial a publicação, em 13 de fevereiro de 1995, da Lei nº 8.897, que especificou os critérios para a exploração de serviços públicos por pessoas jurídicas ou consórcios de empresas, definindo também a maneira como deve ocorrer o processo de licitação e deixou clara a regra para o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no Artigo 175 da Constituição Federal de 1988.

Em 07 de julho de 1995, a publicação da Lei nº 9.074 estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões por licitação, definindo, na prática, as regras de transição para o novo modelo. Esta Lei definiu a figura do Produtor Independente de Energia, estabeleceu critérios para o exercício da opção de fornecedor pelos consumidores de maior porte e criou o conceito de rede básica do sistema de transmissão. Neste mesmo contexto, o decreto nº 2.003 de 10 de outubro de 1996, regulamentou a produção independente e a autoprodução de energia elétrica<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> A figura do Produtor Independente de Energia será tratada com maiores detalhes no decorrer deste item.

Dando andamento ao Programa Nacional de Desestatização, a Lei nº 9.074, autorizou ainda, a União a promover cisões, fusões, incorporações ou transformações societárias das concessionárias de serviços públicos sob o seu controle direto ou indireto, viabilizando o processo de privatização das empresas federais do setor elétrico.

Outros importantes instrumentos legais surgiram no mesmo período, todos eles consistentes com as leis 8.987/95 e 9.074/95. Dentre tais instrumentos se destacam:

1. Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995, determinou que a Eletrobrás apresentasse a relação das instalações que deveriam compor a rede básica dos sistemas interligados;
2. a Portaria nº 244, de 28 de junho de 1996, do DNAEE, definiu a composição da rede básica, tendo sido posteriormente cancelada pela resolução de nº 245, de 31 de julho de 1998, da ANEEL, que fixou critérios para a definição das instalações de transmissão que integrarão a rede;
3. a Resolução da ANEEL de nº 262, de 13 de agosto de 1998, definiu a composição da Rede Básica nos Estados da região Sul e as receitas anuais permitidas as empresas concessionárias das instalações de transmissão, válidas para o período de transição;
4. a Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, órgão regulador do Sistema Elétrico Brasileiro <sup>2</sup>.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 é, principalmente a lei que implementa, com pequenas modificações, a proposta da *Coopers & Lybrand*. Apenas aproveitou-se o espaço para criar condições para a desverticalização do Sistema Eletrobrás. Este mesmo instrumento criou o MAE - Mercado Atacadista de Energia e o ONS – Operador Nacional do Sistema, regulamentados pelo Decreto nº 2.655 de 02 de julho de 1998.

---

<sup>2</sup> O item 3.2 deste capítulo trata detalhadamente da constituição e das atribuições da Agência.

Os instrumentos de concessão estabelecidos na Lei nº 9.074, foram redefinidos com algumas alterações, na Lei 9.648, quais são:

- ⇒ o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW, destinados a execução de serviço público;
  - ⇒ o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinados à produção independente de energia elétrica, bem como as linhas de transmissão de interesse restrito destes aproveitamentos;
  - ⇒ de uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes;
- O prazo para a concessão destes aproveitamentos de geração, será limitada a um período de 35 anos e para as concessões de transmissão e distribuição o período será de 30 anos; e
- ⇒ as usinas termelétricas destinadas à produção independente poderão ser objeto de concessão mediante licitação ou autorização, excluindo as usinas com fonte primária de energia nuclear.

Os objetos de autorização, também redefinidos na Lei 9.648, são:

- ⇒ a implantação de usinas termelétricas, de potência superior a 5.000 kW, destinada a uso exclusivo do autoprodutor; e
- ⇒ o aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW, destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

Para os aproveitamentos de potenciais hidráulicos iguais ou inferiores a 1.000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, será exigido apenas a comunicação à ANEEL.

Para as instalações de transmissão, a Lei 9.648 definiu que:

- ⇒ quando de âmbito próprio do concessionário de distribuição poderão ser consideradas pelo poder concedente parte integrante da concessão de distribuição; e
- ⇒ quando de interesse restrito das centrais de geração poderão ser consideradas integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações.

A figura do Produtor Independente de Energia Elétrica foi definida na Lei como sendo a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte

da energia produzida, por sua conta e risco. Este produtor independente pode comercializar a venda de energia elétrica para:

concessionário de serviço público de energia elétrica;

- ⇒ consumidor de energia elétrica, com carga igual ou maior que 10.000 kW, decorridos três anos da publicação da Lei, os consumidores poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado, o que não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado;
- ⇒ consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração;
- ⇒ conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição; e
- ⇒ qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação.

A ANEEL na Resolução nº 267, de 13 de agosto de 1998, aprovou os limites para a livre negociação na compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, o que deverá obedecer os seguintes esquemas de transição:

- durante os anos de 1999, 2000 e 2001 deverão ser contratados os montantes de energia e potência definidos no Plano Decenal de Expansão 1998/2007, atualizados e complementados pelo GCOI e CCON;
- no ano 2002 deverão ser contratados os mesmos montantes definidos para 2001, tal como descrito no item anterior;
- nos anos 2003, 2004 e 2005, os montantes de energia e demanda deverão ser contratados com reduções de 25, 50 e 75% em relação aos montantes contratados para 2002; e
- A partir de 2006, fica totalmente livre a negociação dos valores contratados.

De acordo com as novas normas do setor elétrico a ANEEL estabeleceu as condições gerais de prestação de serviços de transmissão e de contratação de acesso e uso dos sistemas de transmissão para o período de transição relativo à vigência dos contratos iniciais<sup>3</sup>. Segundo estas condições, o concessionário de serviço público de energia elétrica cujo mercado é atendido, integral ou parcialmente, por geração própria que fizer parte dos

contratos iniciais, fica também obrigado aos encargos do uso dos sistemas de transmissão e de conexão, numa medida preliminar à segregação das atividades de geração e distribuição.

Além disso, respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, e os novos consumidores com demanda igual ou superior a 3.000 kW, ligados a qualquer nível de tensão, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica. Estes consumidores são denominados de “consumidores livres”. Destaque-se, porém, que a partir de julho de 2000, serão livres para contratar fornecimentos também os antigos consumidores com carga superior a 3.000 kW, ligados em tensão igual ou superior a 69 kV. A quantidade de consumidores livres poderá ser ampliada a partir de julho de 2003, a critério da ANEEL.

Para que se torne possível a competição pelos consumidores livres, é assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão, mediante ressarcimento de custos de transporte, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

Dentro do que determina a Lei nº 9.427/97, o poder concedente definiu, dentre as instalações de transmissão, quais se destinam à formação de rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição e as de interesse exclusivo das centrais de geração. As instalações de transmissão, integrantes da rede básica dos sistemas elétricos interligados, serão objeto de concessão mediante licitação e funcionarão na modalidade de instalações integradas aos sistemas e com regras operativas definidas por agente sob controle da União, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletro-energéticos existentes ou futuros.

Para o controle da operação, a Lei 9.648/98, criou a figura do Operador Nacional do Sistema (ONS), que coordena a produção de todas as usinas hidro e termelétricas do sistema, com o objetivo de garantir as condições técnicas da operação do sistema, além de minimizar os custos de operação. Outra função importante do ONS consiste na determinação do custo marginal de operação, que estará sinalizando o *preço "spot"* da energia (\$/MWh) a cada hora; este preço serve como referência para todas as compras e

---

<sup>3</sup> São contratos de compra e venda de energia que estão substituindo os antigos Contratos de Suprimento.

vendas de energia no mercado atacadista de energia (MAE). Neste contexto, o ONS é verdadeiro operador da rede de transmissão, atribuições antes definidas para o GCOI e CCON<sup>4</sup>.

Como foro de desenvolvimento da comercialização de energia elétrica foi criado pela mesma Lei, o Mercado Atacadista de Energia – MAE, onde participam todos os agentes de geração, comercialização e distribuição. As transações no âmbito deste mercado são realizadas mediante Acordo de Mercado firmado entre os interessados e homologados pela ANEEL.

Na regulamentação do MAE, destacam-se os seguintes procedimentos:

- processo de definição de preços de curto prazo;
- definição de mecanismo de realocação de energia - MRE, para compartilhamento dos riscos hidrológicos;
- regras para intercâmbios internacionais;
- processo de definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão;
- tratamento dos serviços ancilares e das restrições de transmissão; e
- processos de contabilização e liquidação financeira.

Por determinação legal deverão participar obrigatoriamente do MAE:

- concessionários ou autorizados de geração de energia elétrica que possuam usina com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- concessionários, permissionários ou autorizados que exerçam a atividade de comercialização de energia elétrica, cujo volume comercializado tenha sido, no ano anterior, igual ou superior a 300 GWh/ano; e
- importadores ou exportadores de energia elétrica com carga igual ou superior a 50 MW.

Um outro órgão importante do novo modelo do setor elétrico é o CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, criado em 10 de maio de 1999, por portaria do Ministério de Minas e Energia. Tal Comitê tem a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento indicativo da expansão dos sistemas elétricos, destacando-se, porém, que a implementação de suas indicações dependerá de um estudo de viabilidade financeira elaborados pelos interessados.

Para a expansão do sistema de transmissão, o planejamento apresentado pelo CCPE terá o caráter determinativo no que se refere às obras inadiáveis, para a garantia de atendimento

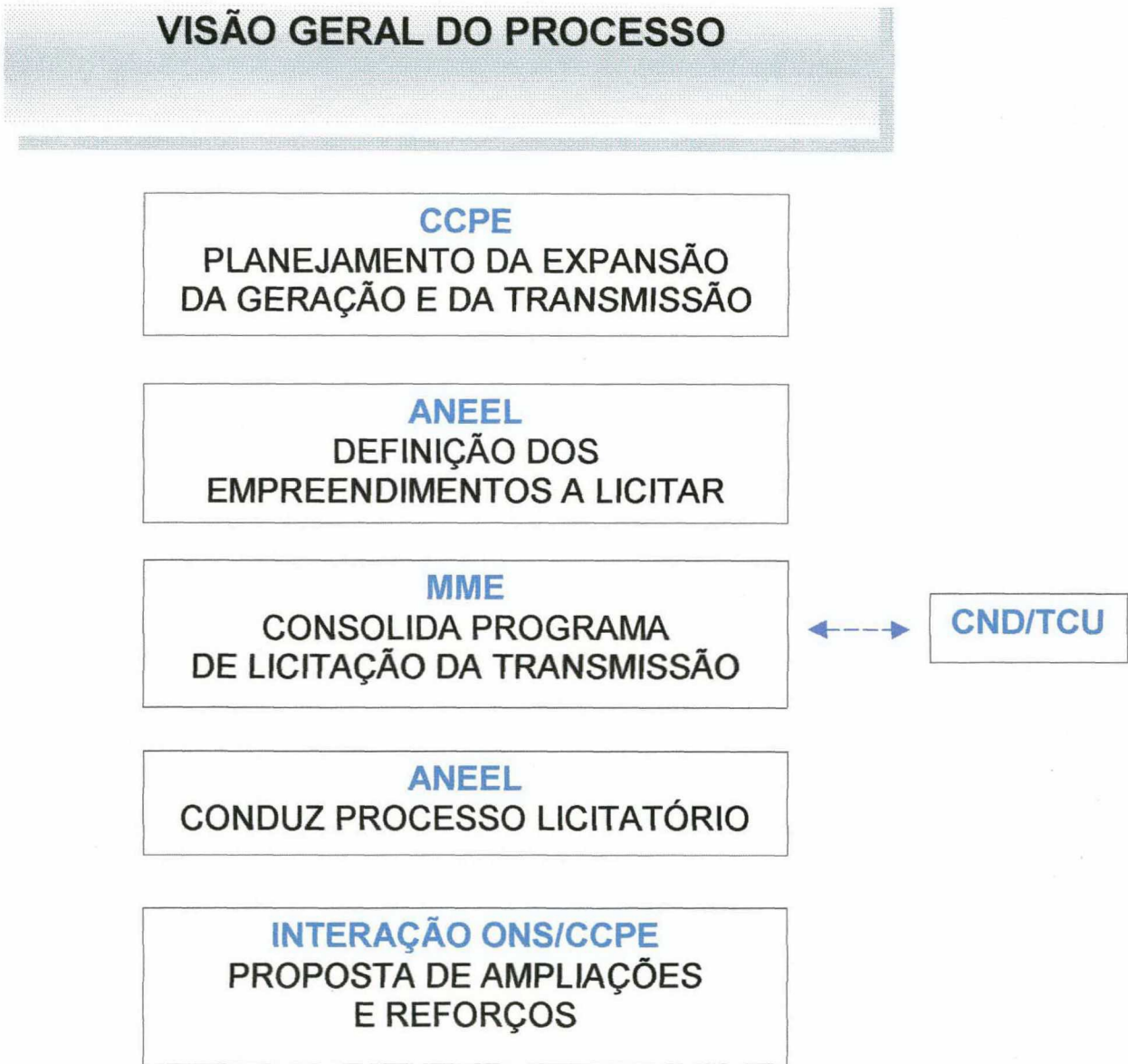
---

<sup>4</sup> Tendo este trabalho como um dos objetivos apresentar de forma detalhada a constituição e atribuições do órgão operador, bem como a regulação que o órgão propõe ao mercado e os benefícios ao sistema interligado, será apresentado no capítulo IV tais detalhamentos.

do mercado de energia elétrica.

A criação do CCPE atende aos interesses dos novos agentes que se inserem no modelo em implantação no setor de Energia Elétrica. Desta forma, se dá por encerrada as atividades do GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, coordenado pela Eletrobrás, que encontrava-se estruturado a partir das empresas estatais federais e estaduais, as quais dividiam a responsabilidade pela execução das obras de expansão planejadas. A figura 3.1, a seguir, possibilita a compreensão do processo de planejamento da expansão, neste atual modelo.

Figura 3.1 – Visão geral do processo de planejamento da expansão e ampliações e reforços.





### **3.3 A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**

Cabe a ANEEL, a declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação de instalações de concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica.

A ANEEL foi criada através da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, mas sua constituição ocorreu apenas em 6 de outubro de 1997, após a publicação do Decreto nº 2.335. O Regimento Interno da Agência foi aprovado pela Portaria nº 349, de 28 de novembro de 1997, do Ministério de Minas e Energia.

A ANEEL substituiu o DNAEE e passou a ser o órgão regulador do setor de energia elétrica no País e é o marco institucional da nova indústria que está surgindo com a consolidação do processo de privatização em curso no Brasil. Constituída como uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a ANEEL tem como principais atribuições a regulação e a fiscalização da produção, da transmissão, da comercialização e da distribuição de energia elétrica, bem como a promoção de licitações para a concessão de empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A definição dos critérios para a fixação de preços de transporte no sistema interligado e a responsabilidade pela assinatura dos contratos de concessão ou permissão de exploração dos serviços públicos também são de competência do órgão regulador.

No intuito de evitar o colapso regulatório a que estão sujeitos os órgãos com a responsabilidade de regular determinada atividade, o regulamento da ANEEL impede que ocupem cargos na diretoria da Agência pessoas vinculadas a concessionárias, produtores independentes, autoprodutores e todos diretamente ligados às empresas por ela regulada. Após se desligarem da ANEEL seus ex-dirigentes estarão impedidos, por um período de 12 meses, de representar os interesses das empresas sob a fiscalização da ANEEL. Durante este período poderão manter seus vencimentos e prestar serviços à ANEEL ou a outro órgão público da administração direta.

Os recursos financeiros para a manutenção da Agência serão garantidos pelo Tesouro Nacional até 36 meses de sua criação. Sua principal fonte de recursos será a cobrança da taxa de fiscalização sobre os serviços de energia, que é de 0,5% sobre o ganho econômico das empresas, descontada da Reserva Geral de Reversão. Durante o período em que a Agência estiver dependente economicamente do governo, este poderá intervir na sua estrutura organizacional e em seu regimento interno.

Dentre as regulamentações propostas ao mercado pelo agente regulador, no sentido de estimular a eficiência econômica para a indústria e a universalização do serviço, com enfoque na minimização dos custos do sistema, são impostas ao mercado dois tipos de regulação:

A regulação técnica apresenta os seguintes aspectos:

- critérios de expansão da geração – atendimento de ponta e energia;
- critérios de expansão da transmissão e distribuição;
- qualidade do fornecimento – penalidades; e
- interrupções do fornecimento – penalidades;

A regulação econômica apresenta os seguintes aspectos:

- controle dos preços praticados nos serviços de transmissão e distribuição;
- controle dos preços para os consumidores cativos; e
- preservar o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes.

Na regulação proposta ao mercado, a função de transporte de energia exercida pelos agentes de transmissão e distribuição constituem monopólios naturais, necessitando desta forma, de regulação técnica e econômica. Os preços praticados deverão cobrir os custos totais, correspondentes a recuperação dos custos de capital, de operação e de manutenção. Por outro lado, os serviços prestados deverão obedecer os requisitos técnicos de qualidade impostos pelo agente regulador, que visa cumprir um importante papel de promover a eficiência econômica da indústria, como um todo, permitindo que os geradores mais eficientes possam escoar toda sua produção sem qualquer tipo de restrição.

Para a atividade de comercialização, que poderá ser exercida juntamente com a atividade de distribuição, a compra e venda de energia podem ser efetuadas das seguintes formas:

- para os consumidores cativos, supridos pelas distribuidoras que estão conectados fisicamente, com o preço da energia regulado pela ANEEL; e
- para os consumidores livres, com liberdade de escolha do fornecedor de energia, com o preço a ser negociado entre as partes.

Os instrumentos de comercialização poderão ser:

- contratos bilaterais entre comercializadores de energia e geradores, com preços acertados livremente;
- contratos bilaterais entre comercializadores de energia, com preços acertados livremente; e
- através do mercado *spot*, com preços que reflitam o custo marginal do sistema.



### 3.4 Experiência em outros países

#### 3.3.1 A experiência da Inglaterra

A Inglaterra, após a segunda guerra mundial, promoveu uma vasta campanha de nacionalização, onde o Estado passou a fazer parte integrante de segmentos estratégicos de sua indústria. Este modelo com a prestação de serviços efetuados por empresas estatizadas perdurou no país até o final da década de 80, quando o Partido Conservador buscou o enfraquecimento dos sindicatos e, conseqüentemente, a força do Partido Trabalhista. A “era Thatcher”<sup>5</sup> promoveu a passagem de um sistema estatal para uma privatização radical, com maciça transferência de ativos para grupos privados.

O modelo do setor elétrico inglês, de integração horizontal e vertical, formava grandes monopólios. Com a reestruturação as atividades econômicas tornaram-se independentes e a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização foram desverticalizadas.

A geração foi privatizada e a partir dos ativos de geração da CEGB – *Central Electric Generation Board* -, empresa estatal, surgiram três empresas, expostas a um mecanismo de competição no mercado *spot*: (a “*National Power*”, a “*Power Gen*” e a “*Nuclear Electric*”), e uma empresa de transmissão a “*National Grid Company*”.

As atividades de transmissão e de distribuição foram mantidas como monopólios e a comercialização foi liberada à concorrência. O *pool* de negociação coordenado pela NGC - *National Grid Company*, encarrega-se da compra diária de eletricidade das empresas geradoras, buscando sempre manter a eficiência do sistema, ao menor custo operacional, e preservando as reservas para as horas de pico de demanda (ATKINSON, 1996 *apud* OLIVEIRA 1998 : 82). Na verdade, o mercado *spot* da Inglaterra opera com oferta de preços, com concorrência de preços entre as geradoras

---

5 Destaca-se a reação do governo Thatcher ao poder sindical dos mineiros do carvão, até então importante combustível da geração de termelétrica. A substituição do carvão implicou em uma mudança das matrizes tecnológicas energéticas inglesas, abrindo espaço para o gás natural disponível no Mar Norte. A maior eficiência de seu uso, sua menor poluição e sua menor contribuição ao efeito estufa, em relação ao carvão, são aspectos positivos do gás natural que também inibiu a expansão da geração nuclear na Inglaterra ROSA & SENRA, (1995) *APUD* (VINHAES, 1999 : 38)

### 3.3.2 A experiência nos Estados Unidos

Os EUA foi o primeiro país a iniciar o processo de reformas nos serviços essenciais, com a publicação, em 1978, da *Public Utility Regulatory Policy Act*, provocando profundas mudanças na estrutura, na regulação e no desempenho das empresas. As reformas foram iniciadas pelo Estado da Califórnia e nos Estados do Nordeste dos Estados Unidos, sendo também acompanhada por outros estados que buscam medidas para a abertura para um mercado competitivo.

O setor elétrico americano já era composto, quase que exclusivamente, por empresas privadas, o que não provocou mudanças drásticas no controle dos ativos, mas sim na abertura do mercado a novos competidores. O redesenho do papel do Estado atingiu especialmente os segmentos de monopólio natural, como é o caso da energia elétrica, telecomunicações e do gás natural.

As atividades de geração (altamente competitiva) têm sido separadas das atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica (monopólio natural). As barreiras à entrada/saída têm sido eliminadas e os consumidores têm livre acesso às redes de transmissão e distribuição, podendo escolher livremente fornecedores (JOSKOW, 1997 *apud* VINHAES, 1999 : 42).

No antigo modelo americano a comercialização ocorria pelo mecanismo de remuneração garantida, ou de regulação da taxa de retorno (*rate-of-return*). Para os casos de modelo de *portifólio*, as tarifas continuam baseadas na taxa de retorno, já que a competição não é possível. Nos novos modelo de regulação, os geradores podem comercializar através de contratos de longo prazo e/ou no mercado *spot*, sem qualquer controle do agente regulador.

Num contexto geral, a avaliação da reforma americana é boa, mesmo sendo considerados os sinais de saturação por parte dos geradores independentes, o que tem motivado a saída de capitais do setor para aplicação em outros países, com garantia de maior rentabilidade, como tem ocorrido também na Inglaterra (ROSA & SENRA, 1995 *apud* VINHAES, 1999: 42).

Segundo (JOSKOW, 1997 *apud* VINHAES, 1999:42), a reforma regulatória e estrutural dos EUA, ao mesmo tempo que envolve benefícios, envolve também custos, uma vez que a indústria tende a perder com a desverticalização, dado o aumento dos custos de transação, o que decorreria do desempacotamento dos seus segmentos, que tinham fortes ganhos de eficiência devido às economias de coordenação.



### 3.3.3 A experiência na Colômbia

O setor elétrico colombiano era formado por empresas estatais que monopolizavam as atividades integradas verticalmente, prestando serviços de geração, transmissão e distribuição, respondendo por áreas específicas, o que se deve ao desenvolvimento regional presente no país.

Mais tarde, os sistemas regionalizados se integraram e foi formada a ISA - Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., empresa de serviços públicos mixta, com sede na cidade de Medellín, o que permitiu a integração dos sistemas regionais, o que proporcionou um melhor aproveitamento da capacidade energética de todo o sistema. A ISA passou a coordenar o fornecimento de eletricidade, seguindo processos de otimização na busca de minimizar os custos do sistema. Uma outra atribuição da ISA consiste na Coordenação do planejamento da expansão do sistema de geração e transmissão e quando necessário da construção e operação de novas centrais geradoras.

Nos anos 80 o setor elétrico colombiano entrou em crise, o que ocorreu com a maioria dos países da América Latina. Esta situação se deve especialmente aos subsídios de tarifas e à política das empresas estatais, o que gerou um deterioramento no desempenho do setor. Ao mesmo tempo se desenvolveu no país grandes projetos de geração com altos custos e atrasos consideráveis, que levou finalmente o setor a se converter em grande carga para o Estado.

No início dos anos 90 a Colômbia, seguindo a tendência mundial, busca a reestruturação do setor. Com a publicação das Leis 142 e 143, de 1994, estava aprovado o marco regulatório que estabeleceu as condições para o processo de reestruturação. Estas leis criaram o Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, sendo aprovadas também outras regulamentações básicas e colocado em funcionamento o novo esquema a partir de 20 de julho de 1995 (site institucional da ISA, na internet).

A ISA é proprietária de 100% dos circuitos de 500 kV e de 66,07% dos circuitos de 230 kV. Também fazem parte de seus ativos 8.061 quilômetros de circuito de 138 e 115 kV e 36 subestações e instalações de transformação com capacidade de 6.497 MVA. Também 5 centros de transmissão, situados estrategicamente nas diferentes regiões do país, são de sua propriedade.

O setor elétrico colombiano foi reestruturado, mas, a ISA ainda monopoliza as atividades principais do sistema elétrico, quais sejam:

- efetua as interconexões internacionais com a Venezuela e com o Equador, onde seus agentes realizam livremente as transações comerciais de energia com estes países;
- administra o MEM - Mercado de Energía Mayorista, neste mercado ocorre a comercialização da energia pelos instrumentos de Contratos Bilaterais e Bolsa de Energia; e
- coordena, supervisiona e faz o controle da operação do sistema, via SIN – Sistema Interconectado Nacional, através do Centro Nacional de Despacho (CND). O despacho e a operação do Sistema Interconectado Nacional são independentes dos acordos comerciais entre os agentes.

Neste ano de 1999 o Governo Colombiano está envidando esforços na busca de efetuar a venda das ações da ISA, que correspondem a 76,19% dos ativos da empresa.

## CAPÍTULO IV

### 4. O ONS, Estrutura e Atribuições

#### 4.1 Estrutura do Operador Nacional do Sistema.

O Relatório do Projeto da *Coopers & Lybrand*, indicava para o Setor Elétrico a necessidade da criação de um órgão que agregasse as atividades do GCOI e do CCON, ou seja, um núcleo de operação integrada, conduzindo a operação dos sistemas interligados visando o ótimo sistêmico, independente de sua natureza, se pública ou privada. Este era o desenho do órgão, e tinha como principal objetivo político a mudança no papel da Eletrobrás, retirando-lhe o poder que originava da coordenação dos órgãos acima.

Criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, em seu Art. 13, como órgão regulado pela ANEEL, que, aprovou o funcionamento do órgão na Resolução nº 351 de 11 de novembro de 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) agrega as funções de operar, administrar os encargos e assegurar o acesso à rede básica de transmissão, de forma eqüitativa, viabilizando a competição entre os agentes do mercado e garantindo a segurança nacional.

O órgão está estruturado como uma empresa civil, sem fins lucrativos, integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e pelos consumidores com opção de fornecedor ou consumidores livres. Em 26 de agosto deste mesmo ano, o ONS foi instituído e teve início a formação de sua diretoria e de seu corpo técnico.

A estrutura do ONS está constituída de uma Assembléia Geral, de um Conselho de Administração, de uma Diretoria Executiva e de um Conselho Fiscal. A sede do órgão está registrada na Cidade de Brasília, o Escritório Central é localizado na Cidade do Rio de Janeiro. Para operar o Sistema Interligado de forma otimizada, constituem o ONS; o Centro Nacional de Operação (CNOS) em Brasília, os Centros Regionais de Operação (COSR) nas cidades de Florianópolis (COSR-S), em Recife (COSR-NE), no Rio de Janeiro (COSR-SE) e em Brasília (COSR-N). Na busca de efetuar o Planejamento e a Programação da Operação, bem como interagir com os Agentes Regionais, foram criados dois núcleos de estudos e relações com os Agentes, um em Florianópolis e outro em Recife, anexados aos COSR-S e COSR-NE, respectivamente. A centralização destas atividades encontram-se instaladas no Rio de Janeiro junto às Diretorias de Planejamento e Programação da Operação e de Administração dos Serviços da Transmissão.



A Assembléia Geral é formada pelos membros que constituem o ONS, divididos em duas classes, com responsabilidades distintas, a saber:

- Membros associados: Agentes de Geração; Agentes de Transmissão; Agentes de Distribuição; Agentes Importadores. Os representantes desta categoria tem assento na Assembléia Geral com direito a voto, devendo para isto, estar em situação regular com seus deveres para com o ONS;
- Membros participantes: Agentes Exportadores; Consumidores Livres conectados a rede básica que optaram por participar do MAE; Ministério de Minas e Energia e Conselhos de Consumidores, este, com um representante das regiões Norte e Nordeste e um representante das regiões sul e sudeste. Nesta categoria os representantes tem assento na Assembléia Geral sem direito a voto.

O Conselho de Administração é formado por 18 conselheiros, composto da seguinte forma:

- sete conselheiros da Categoria Produção;
- quatro conselheiros da categoria Transporte;
- sete conselheiros da Categoria Consumo;
- um conselheiro do Ministério de Minas e Energia (MME)

Cabe ao Conselho de Administração instituir: os Comitê de Arbitragem, constituído de três representantes, que irão dirimir os conflitos que surgirem na área de atuação do ONS, de suas decisões caberá recursos à ANEEL e o Conselho de Auditoria, composto por três membros, com a incumbência de examinar as contas do órgão.

A administração do Operador Nacional é feita pela Diretoria Executiva, constituída de um Diretor Presidente, uma Diretoria de Operação, uma Diretoria de Assuntos Corporativos, uma Diretoria de Planejamento e Programação da Operação e uma Diretoria de Administração dos Serviços de Transmissão. O Conselho Fiscal será composto por três conselheiros, eleitos pela Assembléia Geral.

Ao assumir em 01 de março de 1999 as funções de coordenação do sistema elétrico interligado, o ONS teve transferido para sua estrutura os centros de operação nacional e regionais, com a responsabilidade da operação centralizada. Os ativos que compunham estes centros, ou seja, o Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), em Brasília, de propriedade da Eletrobrás; os Centros Regionais de Operação Sul, Sudeste, Norte e Nordeste, de propriedade das federais, respectivamente, Eletrosul, Furnas, Eletronorte e Chesf, foram transferidos (provisoriamente), via contrato de comodato, ao ONS



Para viabilizar o processo de controle da operação interligada, foi necessário também a contratação da prestação de serviços dos centros de operação das empresas Ceee, Copel, Cesp e Cemig, o que permite, através de informações em tempo real, uma avaliação ininterrupta do desempenho dos Sistemas Interligados, implicando a interação contínua entre o ONS e Empresas, através dos Sistemas de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados próprios de cada empresa e do Sistema de Telecomunicação Operacional entre os Centros de Operação.

A composição da Receita Orçamentária do ONS para o ano de 1999 foi aprovada pela Resolução nº 67 da ANEEL. O órgão não tem receita própria, por tratar-se de uma entidade sem fins lucrativo, como já informado anteriormente, sendo a composição de seu orçamento proveniente de:

- parcela dos encargos de uso do sistema de transmissão, definida pela ANEEL;
- contribuição dos associados proporcional ao número de votos na Assembléia Geral; e
- outras fontes que venham a ser aprovadas pela ANEEL.

O Anexo 1, permite visualizar a estrutura organizacional do ONS.

## 4.2 Atribuições do ONS

É missão do Operador Nacional do Sistema Elétrico: executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, assegurando a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica e garantindo o livre acesso à rede básica.

As principais atribuições do órgão são:

### 4.2.1 Planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração

Dentro do escopo das funções do ONS, o desenvolvimento destas atividades se dá através da gestão dos seguintes principais sistemas:

- avaliação das condições operativas através de simulação da operação elétrica e energética
- previsão de vazões e geração de séries sintéticas de aflúências
- hidrologia e recursos hídricos
- previsão de carga
- otimização hidrotérmica

O processo para elaboração da programação diária da operação eletroenergética, é executado no dia anterior, tendo como objetivos estabelecer para os Agentes responsáveis pelos ativos de geração os programas de geração hidráulica e térmica, os intercâmbios de energia e demanda, bem como as diretrizes para a operação eletroenergética do dia seguinte. A programação baseia-se na análise das condições hidrometeorológicas e das condições de atendimento ao mercado de energia e demanda, considerando as condições operativas atualizadas dos aproveitamentos hidrelétricos, das usinas térmicas e do sistema de transmissão.

O ONS exerce uma função importante no processo de comercialização da energia no mercado atacadista. É uma das atribuições do ONS o cálculo do custo marginal de operação, que dá o sinal econômico para o estabelecimento do preço tarifa “spot” (em R\$/MWh), preço este que serve como referência para todas as compras e vendas de energia de curto prazo no mercado.

Tal preço “spot”, na prática, é resultado de um despacho ótimo, o qual levará todas as condições (ou restrições) operativas, tais como as restrições de transação, os regimes

pluviométricos, os níveis dos reservatórios, os custos dos combustíveis e os programas de manutenção. Um bom exemplo do formato do cálculo desse preço “spot” pode ser encontrado no Anexo 2.

#### **4.2.2 Supervisão e coordenação da operação dos sistemas eletroenergéticos**

As atividades de supervisão e coordenação da operação, constituem-se em uma das atividades determinantes do agente operador. O êxito do modelo proposto pela reforma tem como um dos pilares de sustentação, a coordenação do sistema interligado nacional de forma a otimizar os recursos eletroenergéticos do país.

As atividades básicas da operação em tempo real (operação do despacho de energia no momento em que a demanda ocorre), constituem-se em (coordenação; supervisão; controle; comando e execução da operação) exercidas pelo ONS e Empresas, abaixo relacionadas, foram colhidas de palestra proferida pelos Engenheiros do ONS Francisco José Leite Araújo e Alessandra Gerken.

##### **Coordenação da Operação**

- consiste na organização e definição das ações de supervisão, controle e comando da operação.

##### **Supervisão da Operação**

- consiste na observação das condições atuais do sistema e acompanhamento das ações de controle, comando e execução da operação.

##### **Controle da Operação**

- consiste no monitoramento de grandezas ou estados de equipamentos e linhas de transmissão e adoção de medidas para obtenção de valores ou estados desejados, através de determinação de ações a serem efetuadas pelos Agentes da Operação.

##### **Comando da Operação**

- consiste em ordens emanadas pelas equipes de operação das Empresas, para a realização de acionamentos locais, remotos ou por telecomando, nos equipamentos de manobra ou nos dispositivos de controle.



## Execução da Operação

- consiste na realização de acionamentos, locais, remotos ou por telecomando, nos equipamentos de manobra ou nos dispositivos de controle.

As atividades básicas de coordenação, supervisão e controle são responsabilidade inerente ao ONS, sendo porém, efetivadas pelos Centros de Operação próprios ou contratados.

Por outro lado, as atividades básicas de comando e execução são responsabilidade inerente às Empresas de Geração e Transmissão, salvo nos casos explicitados nos dois itens seguintes:

- o comando e a execução das ações para elevar ou reduzir geração das unidades geradoras de usinas integradas, operando sob CAG – Controle Automático de Geração, constitui-se em atribuição exclusiva do ONS;
- a geração das usinas integradas, não ligadas a um CAG, são controladas pelo ONS, porém os comandos e execuções da operação para elevar e reduzir a geração, são efetuados pela Empresas de Geração proprietária da usina;
- comando e a execução da operação pelo ONS para fins de controle de reativo e tensão poderá ser realizado pelos Centros de Operação do ONS, nos casos previamente estabelecidos no Manual de Procedimentos da Operação, não se caracterizando prestação de serviço do ONS a uma Empresa;

Para que a operação ocorra de forma coordenada é necessário o estabelecimento de um processo hierarquico, baseado no princípio da delegação dos níveis superiores aos níveis inferiores. Tal princípio implica naturalmente em que os níveis superiores têm a prerrogativa de atuar segundo sua conveniência, em quaisquer dos níveis inferiores, sempre que isto se caracterizar como necessário<sup>6</sup>.

---

<sup>6</sup> os níveis hierarquicos são constituídos na seguinte ordem de comando:

CNOS – Centro Nacional de Operação do Sistema ↓

COSR(S/SE/NE/N) – Centros Regionais do ONS e COS – Centros Contratados (CEMIG/CESP/COPEL e CEEE) ↓

COL – Centro de Operação Local (rede sistêmica) ↓

COT – COG – COD (centro de operação da transmissão, da geração e da distribuição).

É obrigação dos Centros de Operação do ONS, o tratamento isonômico de todos os agentes do setor, o cumprimento do Manual de Procedimentos da Operação e a disponibilização de informações que permitam a reprodutibilidade de resultados.

Em condições de emergência, em decorrência, por exemplo, de aspectos hidráulicos e problemas em instalações e equipamentos, a responsabilidade pela caracterização da situação de emergência e as correspondentes providências é da empresa proprietária das instalações e equipamentos.

Além do Manual dos Procedimentos da Operação, emitido pelo ONS e aprovado pela ANEEL, outro documento de extrema importância para dar suporte as relações entre os agentes é o documento Procedimentos de Rede elaborado pelo ONS e aprovado pela ANEEL, que estabelece os procedimentos e os requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do sistema de transmissão. Tal documento define também, as penalidades pelo descumprimento dos compromissos assumidos pelos diversos agentes do sistema de transmissão, bem como sobre as responsabilidades do ONS e de todos os Usuários.

Pelo levantamento das atribuições do ONS, percebeu-se que os aspectos econômicos associados às atividades do Operador Nacional se reflete na otimização da operação, evitando perdas elétricas no sistema, reduzindo o custo de operação e mantendo a confiabilidade do sistema. Tais procedimentos evitam os cortes de carga, que representam expressivos custos adicionais para a sociedade.

#### **4.2.3 Contratação e administração dos serviços de transmissão, do acesso à rede e dos serviços ancilares;**

Em atendimento ao novo modelo em implantação no Setor Elétrico Brasileiro, surgiram novas funções, dentre elas estão as relativas à administração do transporte de energia, incluindo a definição das regras de operação da rede básica de transmissão, que devem assegurar o livre acesso, a contabilização e cobrança dos encargos de transmissão e serviços ancilares<sup>7</sup> e a definição das ampliações e reforços necessários na rede básica, desempenhadas pelo ONS. Dentre estas atividades o ONS tem o compromisso de:

- contratar e administrar os serviços de transmissão, do acesso à rede e dos serviços ancilares; e
- propor à ANEEL as ampliações e reforços da rede básica de transmissão.

Para que seja possível a coordenação da atividade de administração dos serviços de transmissão e acesso à rede, são necessários a efetivação de instrumentos contratuais que permitem a interação do ONS com os Agentes, são os contratos de:

- serviços da transmissão;
- conexão à rede;
- interconexões internacionais;
- serviços ancilares;
- contratos de COS de terceiros; e
- contratos de telecomunicações.

Para melhor explicar a diferença entre a administração do sistema anterior e a forma proposta neste novo modelo é importante que sejam feitas as seguintes considerações. No modelo anterior, a tarifa de suprimento comportava os custos de geração e transmissão até o limite de 230 kV. Não estavam destacados os custos de controle de tensão, de frequência, reativos etc., que compõem os serviços ancilares. O modelo era verticalizado, onde a geração e transmissão pertenciam à mesma empresa.

Esta tarifa era paga pelas distribuidoras, que através da tarifa de fornecimento cobravam tal custo do consumidor final. As perdas decorrentes, que representam em torno de 5%, não eram computadas, sendo consideradas como carga própria.

---

<sup>7</sup> os serviços ancilares compreendem: controle de tensão (suporte sistêmico e suporte local); controle de frequência (regulação primária, secundária e terciária) e segurança (regulação primária, secundária e terciária, suporte sistêmico de tensão e ativos de congestionamento)



No modelo atual, está ocorrendo a desverticalização, ou seja, os ativos de geração estão sendo transferidos para outros agentes, bem como os novos agentes de geração serão de propriedade de entidades privadas da economia. A geradora vende o produto de sua geração às distribuidoras, via o Mercado Atacadista de Energia. As distribuidoras pagam a tarifa de transmissão às empresas transmissoras, que neste contexto são prestadoras de serviços, com receita garantida. Até 2002 as empresas geradoras, dentro dos contratos iniciais, não pagarão pelos serviços de transmissão. A partir de 2002 os custos de transmissão serão rateados entre as geradoras e distribuidoras. As perdas serão 50% de responsabilidade das geradoras e 50% das distribuidoras, sendo o acerto financeiro efetivado no âmbito do MAE. Os serviços ancilares, estão surgindo como custos de oportunidade, onde o ONS estuda a forma de comercialização destes serviços.

Como prevê a economia dos custos de transação, toda relação contratual necessita de uma governança (administração), que tem como base de custos: as atividades que antecipam o contrato (seleção, negociação e salvaguarda dos acordos, com a elaboração de complexos documentos etc.) e as atividades executadas após a assinatura do termo contratual (monitoramento do cumprimento das cláusulas contratuais, renegociação etc.). Neste modelo, em implantação, as relações entre os agentes se avolumaram necessitando de instrumentos legais que permitam a transparência e equidade no relacionamento entre os órgãos reguladores e agentes do setor. Estes relacionamentos estão consubstanciados em um grande número de instrumentos contratuais, o que permite se anteceder, deve proporcionar ao sistema, como um todo, um aumento nos custos de transação.

Convém destacar que a Resolução Nº 66 da Aneel, de 16 de abril de 1999, estabeleceu a rede básica do sistema elétrico interligado brasileiro, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações, definindo o sistema objeto da atuação do ONS. Fazem parte da rede básica toda interligação acima de 230 kV.

Além dos serviços de operação, outros serviços também fazem parte da operação eficiente dos sistema, como os serviços da administração, que tratam da contabilização e liquidação do mercado, não interferindo diretamente na operação do sistema. Já os serviços ancilares são complemento para uma operação eficiente dentro dos padrões de qualidade exigidos.

#### **4.2.4 Definição de regras para a operação da rede básica de transmissão.**

A operação, bem como as ampliações e reforços da rede básica de transmissão, requerem estudos de cenários de carga própria, de dimensionamento dos componentes e da especificação funcional de proteção, medição e controle.

Por outro lado, as ampliações da rede devem ocorrer com a implantação de um novo elemento funcional, seja linhas de transmissão ou subestações. Estas ampliações serão proposta pelo ONS e CCPE à ANEEL, necessitando de receita autorizada.

Na prática, os reforços da rede devem ocorrer com o aumento da capacidade de um elemento funcional já existente, linha de transmissão ou subestação. Os reforços deverão ser proposto pelo ONS e CCPE à ANEEL, necessitando também, de receita autorizada.

Já as modificações na rede, são alterações em elementos funcionais existentes, coberto pelo Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). As modificações devem ser propostas pelo ONS, requerendo para tanto de receita autorizada.

As melhorias na rede são alterações em elementos funcionais já existentes e cobertos pela CPST. Estas melhorias devem ser propostas pelas empresas e não requerem receita autorizada.

### **4.3 A Regulamentação das Relações entre os Agentes**

As relações entre os agentes neste novo modelo requerem uma grande interação entre os órgãos reguladores do mercado: de um lado a agência reguladora, o operador nacional e o mercado atacadista, ditando as regras na busca da eficiência alocativa dos recursos disponíveis no mercado; de outro, as empresas transmissoras, as geradoras, as distribuidoras, os produtores independentes e os consumidores livres, na busca da maximização dos lucros.

Para que estas relações ocorram são necessários instrumentos legais que permitam a interação entre os agentes, como os instrumentos a seguir:

#### **Contratos iniciais**

São contratos de compra e venda de energia que estão substituindo os antigos contratos de suprimento entre as empresas, até então verticalizadas, de geração e



transmissão e as distribuidoras. Os montantes de energia e demanda de potência destes contratos serão homologados pela ANEEL no período de 1998 a 2005;

### **Contratos de prestação dos serviços de transmissão (CPST)**

São instrumentos contratuais realizados entre o ONS e as empresas transmissoras. O **objeto** destes contratos é a administração e coordenação, pelo ONS, da prestação de serviços de transmissão pela transmissora aos usuários. As **atribuições** do ONS nestes instrumentos são:

- representar a transmissora perante os usuários: nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e nos Contratos de Constituição da Garantia de Pagamento; e
- administrar a cobrança/ liquidação dos encargos de uso da transmissão.

### **Contratos de uso do sistema de transmissão (CUST)**

São instrumentos contratuais realizados entre o ONS, as empresas distribuidoras e geradoras de energia elétrica, onde o ONS representa as empresas transmissoras. O **Objeto** destes instrumentos contratuais é a prestação de serviços de transmissão aos usuários pelas empresas de transmissão sob coordenação do ONS. A **atribuição** do ONS nestes instrumentos é a prestação de serviços de sistema para os usuários.

### **Contratos de conexão do sistema de transmissão (CCT)**

São instrumentos contratuais realizados pelas transmissoras e distribuidoras com a interveniência do ONS. São **objetos** destes instrumentos os termos e condições de conexão pelas distribuidoras, geradoras e consumidores livres às instalações de transmissão.

### **Sistema de faturamento**

O Sistema de Faturamento oriundo dos instrumentos acima contabiliza:

- apuração do uso da rede;
- das interconexões internacionais;
- dos encargos de transmissão e serviços ancilares, valorizando os montantes apurados.

#### **4.4. A maximização dos benefícios eletro-energéticos do sistema**

Segundo o Presidente do ONS (Mário Santos), a otimização energética resultante do trabalho da entidade gera ganhos quase invisíveis, mas que não podem ser desconhecidos pela sociedade. O aproveitamento racional da eletricidade gerada por 241 usinas em todo o País e distribuída através de 64,8 mil quilômetros de linhas de transmissão, produz anualmente um ganho equivalente a US\$ 4 bilhões no faturamento das concessionárias. Na prática, isso significa que são evitados investimentos ao longo do ano, da ordem US\$ 12 bilhões. Esses ganhos reduzem o preço da energia no atacado e se refletem diretamente sobre as tarifas dos consumidores.

As atividades desempenhadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico afetam diretamente a qualidade e o preço do suprimento de energia elétrica nos sistemas interligados. O controle e a coordenação da operação, bem como as demais atividades do ONS, produzem benefícios para todos os agentes setoriais. Por consequência, também têm efeitos sobre os consumidores e, de forma mais geral, sobre a sociedade como um todo, pois coordena a operação interligada do sistema elétrico com transparência e equidade para todos os agentes.

Os benefícios estimados, resultantes da ação do ONS estão abaixo relacionados:

a) Para os agentes setoriais:

- viabiliza um mercado competitivo sadio, implantando integridade, transparência e neutralidade no relacionamento técnico entre os agentes;
- otimiza o uso dos recursos de geração e transmissão disponíveis;
- provê sinalização técnico-econômica das condições futuras de atendimento; e
- garante o acesso à rede de transmissão para todos os produtores de energia.

b) Para os consumidores:

- assegura padrões adequados de continuidade e qualidade de fornecimento;
- provê condições técnicas para que eletricidade a preços baixos seja o resultado da competição entre as empresas no Mercado Atacadista de Energia; e
- viabiliza as condições e informações para a escolha de fornecedores pelos consumidores livres.

c) Para a sociedade:

- Reduz os riscos de falta de energia elétrica;
- Contribui para a ampliação do serviço de eletricidade; e



- Contribui para a redução do custo Brasil, aumentando a competitividade em todas as atividades econômicas em que a energia elétrica seja insumo relevante.

#### **4.5 Reflexos gerais das funções do ONS**

Pelo que se pode verificar da descrição realizada do histórico setor elétrico, das mudanças que estão sendo implantadas e das atribuições da ONS (que é o agente operador), verifica-se que tal órgão deverá ter papel determinante para que os objetivos da reforma sejam alcançados. Esta importância pode ser separada em três classes não necessariamente independentes: papel político, no comando da operação do sistema; papel de interveniente nas relações contratuais; e o papel da neutralidade na competição.

##### **Papel político**

Para alguns autores, como Oliveira (1998), Vinhaes (1999) e Santana e Oliveira (1999), uma das principais justificativas do novo modelo consiste na mudança do papel da Eletrobrás, de maneira especial em relação ao excessivo poder que tal empresa exercia ao comandar o GCOI e GCPS, mais ainda no primeiro caso. Na realidade, havia um enorme conflito de interesses, haja vista que a Eletrobrás era também a holding de quatro grandes geradoras, gerando desconfiança no desenvolvimento de suas funções na definição dos parâmetros para a comercialização da energia no atacado.

O ONS, órgão independente, sem fins lucrativos, substitui a Eletrobrás nessa função (de agente operador), sendo, um elemento importante para o sucesso do novo modelo. Convém destacar, contudo, que devido à grande necessidade de coordenação do processo de produção para que o sistema maximize os benefícios energéticos (sem, causar desequilíbrios na competição entre os participantes), o ONS tem que ocupar a liderança da hierarquia na nova estrutura de governança, papel antes exercido pela Eletrobrás<sup>8</sup>. Ou seja, como a coordenação central é um elemento determinante da maximização dos benefícios energéticos, se o ONS não for bem sucedido nas suas estratégias para ocupar este espaço, são grandes as chances de que o novo modelo apresente importantes falhas no cumprimento de um dos seus objetivos – de que a reforma não deveria prescindir de ganhos energéticos resultantes da coordenação da operação<sup>9</sup>.

---

<sup>8</sup> As funções antes do GCPS estão sendo agora exercidas pelo CCPE, como descrito anteriormente.

<sup>9</sup> Maiores detalhes sobre este assunto podem ser encontrados em Santana e Oliveira (1999).

Em outros países, como na Inglaterra e em alguns estados americanos, a função de operador do sistema não é executada por um órgão independente e sim pela própria empresa de transmissão. No entanto, nesses países a competição no mercado *spot* se dá através de preços (vende mais quem oferece o menor preço), o que torna a atividade do coordenador da operação, como meramente técnica, de garantir a operação do sistema de forma ótima, ainda que com reflexos nos custos das geradoras.

### **Papel da neutralidade contratual**

Uma das grandes mudanças instituídas através da Lei nº 9.648 é a que exige que todas as transações envolvendo os diversos agentes sejam praticadas através de contratos. Neste sentido, há uma série de contratos (conforme listados na seção 4) e em todos eles o ONS exerce um papel central para a confiabilidade de tais contratos. Por exemplo, nos contratos de compra e venda de energia (celebrados entre as geradoras e as distribuidoras ou mesmo consumidores livres), apesar de não levar a assinatura do ONS, é através desse órgão que fica definida a energia assegurada por cada usina, ou seja, quanto cada uma pode ofertar no mercado, e em que condições, que são informações extremamente relevantes para a decisão do comprador.

Por outro lado, em outros contratos como o de prestação dos serviços de transmissão, é o próprio ONS quem arrecada os recursos das tarifas de transmissão (cobradas de todos os usuários – geradoras, distribuidoras e consumidores livres), repassando-os em seguida para as empresas de transmissão. Em outros contratos, o próprio ONS é o principal interessado, como acontece nos contratos com os centros de operação das empresas.

O problema é que, os contratos, tal como definido na economia dos custos de transação, são por definição incompletos, dado que não é possível antecipar todas as contingências futuras, ainda que esteja se tratando de um contrato clássico – ou padronizado, como seriam os casos dos contratos de transmissão. Em várias situações essa característica de um contrato pode gerar sérios conflitos, como o que ocorreu em abril deste ano com o *blackout* que afetou o Sul e Sudeste do Brasil. Naquela ocasião, houve um conflito entre informações que saíam do ONS, da ANEEL e do Ministério de Minas e Energia, o que dificultou, politicamente, a identificação do responsável pelos danos.

Na realidade, como os contratos são incompletos, os mesmos estão sempre sujeitos a oportunismos por parte dos agentes, o que aumenta os custos de transação, dado que as empresas (geradoras, distribuidoras, comercializadoras, etc.) procurarão garantias



contratuais contra esses oportunismos e, como se sabe, tais garantias têm custos, em muitos relativamente elevados.

Ou seja, o papel do ONS como “interveniente” das relações contratuais é fundamental para o sucesso do novo modelo, uma vez que a desverticalização das empresas aumentou o número de contratos e em todos eles o agente operador é uma figura importante.

### **Neutralidade na competição**

As mudanças que estão sendo implementadas pelo governo procuram centralizar a negociação da compra e venda de energia no MAE e tal negociação exige do agente operador uma atitude neutra, isto é, que não afete o equilíbrio contratual. Em um sistema hidrelétrico, como o brasileiro, em geral o faturamento das geradoras não são diretamente dependentes da energia gerada e sim da energia que as mesmas podem assegurar (ou energia assegurada). Esta energia assegurada, como descrito anteriormente, é calculada pelo ONS, que utiliza critérios transparentes e, logo de conhecimento de todos. Em outras palavras as atualizações das energias asseguradas não deveria causar mudanças abruptas para as empresas, o que estaria afetando o equilíbrio dos contratos.

Por outro lado, um dos fatores determinantes da competição que se espera para entrada de geradoras é a garantia de livre acesso de todos os agentes aos sistemas de transmissão, sistemas estes que, embora não sendo propriedade do ONS, são por ele operados. Assim, o sistema de transmissão deve estar igualmente livre para todos os agentes e isto implica que o ONS deve assegurar que nenhum deles pode ser penalizado, por exemplo, por restrições de transmissão, o que lhe estaria prejudicando o acesso ao mercado, ou seja, interferindo no grau de competição.

Na verdade, se o sistema de transmissão de uma determinada região (ou estado) possui limite de capacidade, a empresa geradora da área tem aumentado seu poder de mercado (dado que outras empresas não poderiam competir no seu mercado) e isto é uma prática que deve ser impedida pelo ONS. A propósito, é por causa disso que as grandes geradoras devem ser desverticalizadas e é também, por isto, que é o ONS o responsável pela definição (de forma determinativa) do programa de obras de transmissão no curto prazo.

O novo modelo que está sendo adotado para o setor elétrico, exige que um número maior de instrumentos contratuais sejam celebrados entre os agentes. Com base na economia dos custos de transação, que avalia os custos incorridos nas relações contratuais (custos oriundos da preparação dos instrumentos e no monitoramento do cumprimento das cláusulas contratuais), bem como, os custos intrínsecos próprios da natureza dos agentes, quando buscam maximizar suas oportunidades (estes custos são de difícil valoração), é provável que os custos de administração deste novo modelo sejam maiores que os custos decorrentes da administração do modelo anterior.

Levando em consideração a implantação do ONS e a competição entre as empresas geradoras, é estimado que o efeito do agente operador sobre a competição neste mercado, venha a amenizar a competição. O ONS na busca de otimizar os benefícios energéticos propõe padrões que devam proporcionar um certo equilíbrio ao mercado.

Por outro lado, a competição na oferta dos preços no mercado de compra e venda de energia, deve se dar em níveis estreitos de competição, por força do mecanismo de realocação de energia (MRE). As geradoras devem buscar o ajuste de seus custos, para que possam ofertar uma energia mais barata, buscando a garantia na colocação de sua energia no mercado.

Quanto ao mercado *spot* que está exposto a oscilação dos preços, (considerando que o produtor prefira o equilíbrio ao risco), a quantidade de energia comercializada neste mercado deverá ser menor que a energia no mercado regulado por contratos de longo prazo, mesmo após o encerramento dos contratos iniciais.

## **CAPÍTULO V**

### **5. CONCLUSÃO**

Os resultados obtidos na construção deste trabalho, atingiram o objetivo geral, o qual trata da reestruturação que vem sofrendo o Setor Elétrico Brasileiro, detalhando as atribuições do Operador Nacional do Sistema, bem como suas relações com os agentes. Ao efetuar o levantamento do histórico do setor, pôde-se perceber a opção pela nacionalização que os planos de desenvolvimento traçaram para o país (final da década de 50 até a década de 80). O setor de energia elétrica, considerado como atividade essencial, passou a se constituir basicamente de empresas estatais. Os planos de expansão, onde a eficiência alocativa cedia lugar às necessidades políticas, constituíram-se de vultuosos empréstimos ao exterior. O governo perde a condição de ampliar a oferta para atendimento à demanda que cresce a níveis maiores que a economia do país.

Os planos de reformar o setor (meados da década de 80 em diante) são diversos. Uma das grandes dificuldades é compatibilizar os interesses das empresas estaduais e da holding federal do setor (Eletrobrás).

Com o levantamento das atribuições do Operador Nacional do Sistema (ONS), suas relações com os agentes, sua importância na maximização dos benefícios eletroenergéticos, e o destaque aos efeitos de suas ações sobre a eficiência da indústria de energia elétrica, indo ao encontro da tendência mundial à reforma de setores da economia, num processo de desestatização, concluiu-se que a implantação deste agente operador, de forma neutra, ou seja, uma entidade civil sem fins lucrativos, deve propiciar ao mercado de energia elétrica competitividade com neutralidade nos relacionamentos entre os agentes, otimização dos benefícios eletroenergéticos e a garantia do acesso à rede de transmissão para todos os agentes.

Como o processo de reestruturação ainda não está concluído, algumas observações feitas poderão estar sendo alteradas, o que cria certa limitação ao trabalho, bem como as indefinições ainda existentes, podem limitar os resultados aqui alcançados.



## CAPÍTULO VI

### 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Site Institucional. Disponível na internet. <http://www.aneel.gov.br>. 12 outubro 1999.

ARAÚJO, Armando. Comparando dos modelos internacionais de mercado competitivo de energia e suas potenciais aplicações para o mercado brasileiro. (Palestra apresentada para ONS).

ARAÚJO & GERKEN, Francisco José e Alessandra. Manual de procedimentos operativos. (Palestra apresentada aos operadores do ONS).

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO SOCIAL - BNDES. Privatizações federais e privatizações estaduais. Disponível na internet. <http://bndes.gov.br>. 27 setembro 1999.

BARROS PINTO, Cesar. Informe técnico para a SEI. Operadora Sociedade Anônima. 1999. 18 p.

BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. Uma reforma gerencial da administração pública no Brasil. Revista ANPEC. SP.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS. Plano Decenal de Expansão 1999-2008. Disponível na internet. <http://www.eletrobras.gov.br>. 10 outubro 1999.

CORRÊA, Maurício. Operação centralizada tenta compensar fragilidades. Gazeta Mercantil, 01 out, 1999. p. A5.

INTERCONEXIÓN ELÉTRICA S.A. E.S.P. – ISA. Energia Colombiana. Disponível na internet. <http://www.isa.com.co>. 02 novembro 1999.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. Energia. Secretaria de Energia. Disponível na internet. <http://www.mme.gov.br>. 16 outubro 1999.

OLIVEIRA, Carlos Augusto Corrêa Nunes Viana. O surgimento das estruturas híbridas de governança na indústria de energia elétrica no Brasil: a abordagem institucional da economia dos custos de transação. Florianópolis, 1998. 208 p. Tese (Economia Industrial). Universidade Federal de Santa Catarina.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Site Institucional. Disponível na internet. <http://www.ons.org.br>. 26 setembro 1999.

PEREIRA, Mário V.F. Funcionamento do ONS e MAE. 3ª ed. Rio de Janeiro: PUC, 1999. 34 p.



SANTANA & OLIVEIRA, Edvaldo e Carlos Augusto. A Economia dos Custos de Transação – reforma do setor elétrico brasileiro. Revista Estudos Econômicos. v. 29, nº 3, p. 367-393, 1999.

SIFFERT FILHO, Nelson Fontes. A economia dos custos de transação-CTC. REVISTA DO BNDES. Rio de Janeiro, v.2, n. 4, p.103–128, dez.1995.

VINHAES, Élbis Aparecida Silva. A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira: uma avaliação da possibilidade competição através da teoria de mercados contestáveis. Florianópolis, 1999. Tese (Economia Industrial). Universidade Federal de Santa Catarina.

## **A N E X O S**



# ASSEMBLÉIA GERAL

## Conselho de Administração

Conselho Fiscal

Comitê de Auditoria

Comitê de Arbitragem

## Diretoria Executiva

### Presidência

Secretaria Geral

Assessoria de Comunicação e Marketing

Diretoria de administração dos serviços de Transmissão

• Gerência de Administração da Transmissão

• Gerência de Contabilização e Monitoramento dos Contratos

Diretoria de Planejamento e Programação da Operação

• Gerência de Proteção, Controle e Estudos Especiais

Gerência de Suporte e Previsão de Carga

• Gerência de Planejamento da Operação

Gerência de Programação Eletroenergética

Diretoria de Operação

Gerência do CNOS COSR/N

Gerência de Operação do Sistema

Gerência de Pré-Operação e Análise do Sistema

Gerência do COSR/SE

Gerência do COSR/S

Gerência do COSR/NE

Diretoria de Assuntos Corporativos

Administração de Serviços Gerais

Gerência de Informática e Telecomunicações

Gerência de Finanças

Gerência de Recursos Humanos

## Legenda



Subordinação Administrativa



Subordinação Técnico-Operacional



Equipes Descentralizadas

## ANEXO 2

### DETERMINAÇÃO DA TARIFA “SPOT”

- Para sistemas térmicos:

“Cálculo do preço “spot” em cada hora será ilustrado através do problema de despacho térmico a seguir (para facilitar a notação, não se utiliza o índice horário):

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^j c_j g_j \quad \text{Multiplicador} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} &\text{sujeito a} \\ &\sum_{j=1}^j g_j = d \quad \pi d \quad (2.1a) \end{aligned}$$

$$g \leq g \quad (2.1b)$$

onde:

$z$  = custo operativo do sistema

$j$  = indexa os geradores ( $j$  número de geradores)

$c_j$  = custo operativo do gerador  $j$

$g_j$  = produção do gerador  $j$  ( $g$  representa o vetor de gerações)

$d$  = demanda do sistema

$g$  = vetor de capacidades instaladas

As restrições (2.1a) e (2.1b) representam respectivamente o atendimento à demanda e os limites de geração. O despacho operativo (2.1) é um problema de programação linear (PL), que é resolvido por sistemas computacionais disponíveis comercialmente.

Neste exemplo simples, a solução ótima pode ser obtida por inspeção: carregue os geradores por custo operativo crescente até atender a demanda. Para simplificar a notação,



supõe-se que os geradores  $j=1, \dots, j$  já estão ordenados por custo operativo crescente, e que  $j^*$  é a última unidade despachada, conhecida como *gerador marginal*.

- Cálculo do Preço “spot”

O preço “spot” do sistema é a derivada do custo operativo com relação à demanda,  $\partial z / \partial d$ . Sabe-se da teoria de programação linear que esta derivada é dada pelo multiplicador simplex  $\pi_d$  associado à restrição de atendimento à demanda (2.1a):

$$\partial z / \partial d = \pi_d \quad (2.2)$$

Neste caso simples, o valor de  $\pi_d$  também pode ser obtido por inspeção. Dado que um aumento na demanda é compensado por um aumento na produção do gerador marginal  $j^*$ , tem-se que:

$$\partial z / \partial d = \pi_d = c_j^* \quad (2.3)$$

- Cálculo do preço “spot” num sistema hidrotérmico

O ONS busca a realização do despacho da forma mais econômica com o cálculo do preço “spot” da seguinte forma:

$$Z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^j c_j * g_{tj} + FCF(v_{t+1}) \quad (3.1)$$

Sujeito às seguintes restrições operativas:

- ⇒ balanço hídrico
- ⇒ limites de armazenamento e turbinamento
- ⇒ limites na geração térmica
- ⇒ atendimento à demanda

O objetivo é minimizar a soma das duas classes de custos:

- ⇒ custo operativo imediato: dado pelos custos térmicos (  $c_j \times g_{tj}$  ) no estágio  $t$ . O racionamento é representado por uma térmica fictícia de capacidade infinita e custo operativo igual ao custo de interrupção.
- ⇒ Valor esperado do custo operativo futuro: dado pela função de custo futuro  $FCF(v_{t+1})$ . Também como discutido anteriormente, esta função depende dos volumes armazenados ao final do estágio, representados pelo vetor (  $v_{t+1}$  )